

GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

CURSO 2016/2017

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

TRABAJO DE FIN DE GRADO

“EFICIENCIA ENERGÉTICA EN
INFRAESTRUCTURAS ELÉCTRICAS. RED
DE DISTRIBUCIÓN”

Adrián Acero González

Tutor

Fernando Soto Martos

Leganés, julio 2017

AGRADECIMIENTOS

Ha sido un camino lleno de momentos que siempre recordaré, momentos muy buenos, momentos muy malos, un gran número de obstáculos, muchas emociones vividas a lo largo de estos años. Este TFG supone el punto y final de éste arduo recorrido. Y he tenido la suerte de no caminar solo en ningún momento, de tener apoyos externos que me han facilitado el poder haber llegado hasta aquí.

No puedo estar más que agradecido a toda mi familia, porque me han visto pasar por todo tipo de situaciones desde que inicié mi andadura en la carrera y siempre me han brindado su apoyo incondicional.

Lo mismo puedo decir de mis amigos, a los cuales considero mi familia, y que han sido un pilar fundamental a lo largo de los años, y por tanto también a lo largo de la carrera.

No puedo dejar atrás a los amigos que he conocido durante mi estancia aquí, los cuales han llegado para quedarse en mi vida, y con los cuales he compartido un gran número de vivencias de las cuales nos hemos podido retroalimentar, además de aportarme siempre un punto de vista distinto al mío, convirtiéndome en una persona más abierta de lo que era antes de entrar aquí.

A aquellos profesores que se han preocupado en que realmente aprendiese, ofreciéndome en muchas ocasiones una ayuda desinteresada.

Por último, y no menos importante, a mi tutor de este TFG, que ha estado siempre pendiente de que realizase el mejor proyecto posible, aconsejándome y proponiendo mejoras constantes, no solo para este proyecto, sino para todos aquellos que vaya a realizar una vez esté ahí fuera, siendo ya ingeniero.

Gracias a todos vosotros por formar parte de lo que soy, y de lo que es este proyecto.

“Los hombres construimos demasiados muros y no suficientes puentes”

Sir Isaac Newton (1643-1727)

ÍNDICE

1. Introducción	5
1.1. Motivación del TFG	5
1.2. Objetivos del TFG	6
1.3. Estructura del TFG	6
2. El sistema eléctrico.....	8
2.1 El sistema eléctrico español	8
2.2. Sostenibilidad del sistema eléctrico	9
2.3. Marco Regulatorio de la red de distribución de electricidad.....	10
2.4. Red de distribución eléctrica	13
2.5 Tipos de pérdidas en la red de distribución eléctrica	15
2.6 Elementos de la red de distribución que provocan pérdidas eléctricas	20
3. Informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC)	24
3.1 Medidas de reducción de pérdidas fijas.	25
3.2 Medidas de reducción de pérdidas variables.....	27
3.3 Propuestas de reducción de pérdidas no técnicas.....	31
3.4 Medidas de reducción del autoconsumo de la red.....	32
3.5 Medidas regulatorias propuestas por empresas de más de 100.000 clientes.....	33
4. Rentabilidad económica.....	35
4.1 Justificación económica del ajuste del factor de potencia	35
4.2 Justificación económica del cambio de luminarias LED	399
4.3 Justificación económica de la sustitución de un transformador.....	41
5. Medidas de eficiencia de nuevo desarrollo	43
5.1 Problemática de la red de distribución actual	43
5.2 Entorno socio-económico de las redes inteligentes.	49
5.3 Medidas y conceptos de eficiencia energética para establecer la Red Inteligente	50
6. Proyectos.....	63
6.1 Proyectos nacionales	63
6.2 Proyectos internacionales	69
6.3 Conclusión de los proyectos.....	73
7. Presupuesto.....	75
8. Cronograma de actividades.....	76
9. Conclusiones.....	77
GLOSARIO DE DEFINICIONES.....	79
ÍNDICE DE ILUSTRACIONES Y REFERENCIAS	81

ANEXOS	83
A. Otros proyectos de interés	83
B. Medidas de eficiencia energética para la red de transporte de electricidad	88
BIBLIOGRAFÍA	91

1. Introducción

1.1. Motivación del TFG

La eficiencia energética de un sistema eléctrico va estrechamente ligada a la disminución de las pérdidas eléctricas de las redes de distribución, entre otros aspectos. Debido a esto, es importante realizar un estudio y análisis de las medidas más significativas de cara a la mejora de la eficiencia en cada una de las actividades del sector eléctrico, en este TFG, en particular de la red de distribución.

La eficiencia energética puede definirse como la disminución del uso de electricidad, en términos de potencia, sin que por esto se vea afectada ni la calidad, ni la flexibilidad en el suministro de la misma [1].

Dentro del sistema eléctrico existen múltiples factores que pueden afectar a su eficiencia. Las pérdidas de energía del mismo no son el único factor a tener en cuenta a la hora de valorar cuan eficiente es un sistema, ya que, según el artículo de 2009, *“Transmission Efficiency Initiative: Key Findings, Plan for Demonstration Projects, and Next Steps to Increase Transmission Efficiency”* del *Electric Power Research Institute* (EPRI), también se deben tener muy en cuenta temas como la sostenibilidad, el desarrollo del sistema y la tecnología sobre el que se apoya la red de distribución o transporte, y el marco regulatorio sobre el que se sostiene el sistema, pues depende en gran parte de él que exista una inercia favorable para mejorar la eficiencia energética.

Con el propósito de estudiar los métodos para conseguir estas mejoras, se ha de acudir a la documentación más fiable acerca del tema, ya sean informes del EPRI, información de las principales empresas distribuidoras en España, o el informe desencadenante y principal referencia de este TFG, el “Informe sobre la evaluación del potencial de eficiencia energética de las infraestructuras eléctricas” de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) de junio de 2016.

Este informe muestra un conjunto de propuestas de varias de las empresas más importantes en la tarea de distribución de energía para reducir las pérdidas del sistema. Por este motivo, será objeto de estudio de este proyecto.

1.2. Objetivos del TFG

El principal objetivo de este TFG es analizar y comprender los métodos de reducción de pérdidas de energía eléctrica en la red de distribución para hacer ésta más eficiente.

Se pretende identificar los elementos dentro de la red de distribución que afecten más explícitamente a su eficiencia energética y se verá cómo se puede operar sobre ellos para incrementarla.

Para conseguir esto, se investigarán tanto medidas actuales como medidas ligadas a nuevos desarrollos.

Dentro de las medidas actuales, se pretende comprobar, entre otras, la eficacia de soluciones como la compensación de potencia reactiva, el incremento del nivel de tensión o la gestión de la demanda. En el apartado de nuevos desarrollos, se definirán e intentarán comprender conceptos como Smart Grids o generación distribuida, y se estudiará cómo integrarlas dentro de la red.

Por otro lado, se pretende realizar varios análisis de rentabilidad económica acerca de casos reales de mejorar de eficiencia energética, con el objeto de saber si, en ese caso, se podría dar paso a realizar la solución de manera definitiva.

1.3. Estructura del TFG

El TFG se divide en varios apartados.

En primer lugar, se podrá encontrar una introducción al sistema eléctrico, con una breve historia de cómo se llegó al estado actual del mismo. Tras esto, y ver que significa sostenibilidad del sistema eléctrico, se da paso al marco regulatorio de la eficiencia energética en la red de distribución eléctrica, así como a la explicación acerca de lo que es la propia red de distribución. De la red de distribución eléctrica se estudiarán sus elementos y los tipos de pérdidas eléctricas que se pueden encontrar en ella.

Tras ver los elementos y los tipos de pérdidas de la red de distribución eléctrica, se da paso al núcleo del proyecto, el Informe de la CNMC y las medidas propuestas para la reducción de pérdidas eléctricas, y, por tanto, mejorar la eficiencia energética de la red de distribución.

Posteriormente a este apartado, se realizarán análisis de rentabilidad económica para tres de estas medidas propuestas, llevándolos a cabo sobre casos reales, y comprobando el tiempo que se tarda en recuperar la inversión inicial que se ha de realizar para cada una de esas medidas.

El siguiente apartado introduce el concepto de Smart Grids y Generación Distribuida, viendo lo que pueden aportar y como pueden solucionar las carencias que tiene la red de distribución eléctrica actual. Tras conocer ambos conceptos, se da pie a los principales conceptos que, previsiblemente, harán la red de distribución eléctrica lo más eficiente posible.

Por último, se estudian diversos proyectos, tanto nacionales como internacionales, de cara a mejorar la eficiencia energética de la red de distribución eléctrica.

2. El sistema eléctrico

2.1 El sistema eléctrico español

Se puede denominar sistema eléctrico al conjunto de medios por los que la energía es generada, transportada y distribuida hasta su entrega al consumidor final.

A lo largo de la historia el sistema eléctrico español ha sufrido importantes variaciones hasta llegar al panorama actual. A finales del siglo XIX y principios del siglo XX no había manera de transportar o distribuir la energía desde una distancia larga, por lo que los puntos de generación estaban situados al lado de los de consumo.

Todas las empresas eran independientes hasta que surgió un problema de demanda debido a su gran crecimiento, lo que provocó que, ante la imposibilidad de construir centrales de gran tamaño, se tuviese que conseguir un mayor rendimiento con los medios disponibles.

Así surgió Unidad Eléctrica S.A. (UNESA), una unión entre las empresas eléctricas más importantes de España.

Poco a poco las conexiones fueron creciendo, de modo que se fue desarrollando la red eléctrica tal y como se conoce ahora.

La red eléctrica es la unión de cada uno de los puntos de generación con los de consumo.

A medida que la red crecía, se hacía necesario que esta ofreciese un servicio cada vez mejor, atendiendo a los principios de continuidad, confiabilidad¹ y seguridad. La continuidad de servicio es clave para que el sistema sea eficiente y pueda mantener un correcto flujo de energía [2].

Por otro lado, se volvió esencial construir un sistema que pudiese seguir perdurando no solo en el corto plazo, sino también en el medio y largo, de modo que se introdujo el concepto de sostenibilidad del sistema eléctrico.

2.2. Sostenibilidad del sistema eléctrico

La sostenibilidad del sistema eléctrico es su capacidad de sobrevivir y adaptarse, a lo largo del tiempo, a las nuevas necesidades que se vayan planteando. Si bien una mayor sostenibilidad del sistema no tiene porqué implicar una mayor eficiencia del mismo, sí comparte una base común, y varias de las medidas destinadas a mejorar la sostenibilidad, coinciden con las propuestas para optimizar la eficiencia [2]*.

Construir un sistema sostenible solo es posible mediante un plan de desarrollo de la red eléctrica adecuado.

A día de hoy, se ha elaborado un plan de desarrollo de la red de transporte de electricidad, para los siguientes años, propuesta por Red Eléctrica de España (REE) para el período 2015-2020 y aprobado por el gobierno, el cual trata los temas más importantes de cara a que el sistema eléctrico español sea sostenible.

Este plan, si bien es destinado a la red de transporte de energía, y no a la de distribución, esta última se verá directamente apoyada por REE según muchas de las medidas incluidas, hecho que provoca que sea de interés para el proyecto incluir este apartado.

Uno de los aspectos clave del proyecto, para mejorar la sostenibilidad del sistema eléctrico español, es conseguir la integración de las energías renovables dentro de este sistema, lo cual provocaría dos ventajas; en primer lugar, se reduciría cualquier tipo de emisión contaminante en generación de electricidad, y en segundo, se reduciría la dependencia energética con otros países, lo cual supone un grado de libertad importante para el desarrollo de la propia industria nacional.

Construcción de nuevas instalaciones que permitan reforzar el mallado de la red y las conexiones de los sistemas, así como elaborar unas sólidas conexiones internacionales con Francia

Nuevas tecnologías que permitan una mayor estabilidad en el sistema y puedan hacer más viable la integración de energías renovables.

El plan también tiene en cuenta la inclusión del consumidor como parte del sistema, tema tratado en el apartado eficiencia y ahorro de energía del consumidor [3].

2.3. Marco Regulatorio de la red de distribución de electricidad

Existen un gran número de normas para la regulación de la eficiencia energética en términos generales, pero en este trabajo se tratará de acotar este marco únicamente a aquellas que afecten a la red de distribución de electricidad.

Las normativas más reseñables son las siguientes. Respecto al marco europeo:

- Para la eficiencia energética de edificios, tanto de nueva construcción como ya existentes, queda impuesta la Directiva 2002/91/CE. Para ello, establece una serie de requisitos de un uso eficiente energía, tanto en nuevas edificaciones, como en aquellas ya existentes que lleven a cabo una renovación. Esto se respaldará con certificados de eficiencia energética y con inspecciones de climatización. La Directiva 2010/31/UE es una refundición de la anterior, e incluye que se debe usar una metodología de cálculo para optimizar la eficiencia energética de edificios y construcciones [4].
- La directiva 2012/27/UE refleja que aquellos edificios mayores a 250 m² (desde el 9 de julio de 2015, ya que anteriormente debían ser superiores a 500m²) que no cumplan los requisitos mínimos de la directiva del párrafo anterior, deberán llevar a cabo una reforma hasta cumplir, al menos, con la exigencia establecida por dicha directiva. En adición, esta directiva desea establecer un marco regulatorio que desarrolle estrategias y diferentes actuaciones para mejorar la eficiencia energética en organizaciones, promover el ahorro energético y evitar la emisión de gases nocivos. Con esto, se busca detectar los procesos que realmente incurran en un ahorro energético y mejoren la eficiencia de energía primaria consumida. Además, se pretende optimizar la demanda de cada instalación, equipo, o sistema consumidor, así como lograr un número propenso de personal competente para asegurar que se cumpla la Directiva [5].
- En marzo de 2007, en Bruselas, se celebró un Consejo de la Unión Europea, por el cual se edificó un plan por el que se pretende transformar Europa en un continente con una alta eficiencia energética y baja en emisiones. Esto se tradujo en el “compromiso” 20/20/20 de 2020, el cual dicta que, para dicho año, se deberán haber reducido la emisión de gases de efecto invernadero en un 20%, así como el consumo de energía

primaria comparado con los niveles de tendencia. Además, se deberá alcanzar un 20% de energía primaria consumida procedente de fuentes renovables [6].

Por otro lado, la normativa en España también añade las siguientes:

- Por la Directiva 2006/32/CE quedaba fijado un mínimo de ahorro energético del 9% para 2016 [7]. A raíz de esto, y del plan del Consejo Europeo para 2020, se ha elaborado el Plan de Acción de Ahorro y Eficiencia Energética 2011-2020, el cual propone un las estrategias y análisis para conseguir dicha mejora en la eficiencia del sistema [8]. Dicho plan será uno de los elementos a estudiar en el apartado “Soluciones eficientes para la red actual”.
- El RD 235/2013 establece que deberán existir certificados de eficiencia energética disponibles tanto para vendedores como para compradores de edificios, en el cual se incluyan tanto información objetiva sobre la eficiencia del edificio en cuestión, como valores de referencia para poder compararlos [9].
- El Real Decreto-ley 8/2014 de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia, exige una serie de obligaciones:
 - Un reparto anual del objetivo de ahorro energético.
 - Cumplir con las obligaciones y Certificaciones de Ahorro Energético (CAE).
 - Actuaciones según el catálogo de IDAE.
 - Un Fondo Nacional de Eficiencia, así como una dotación económica, y una gestión del mismo [10].
- Real Decreto 1048/2013 establece el incentivo a la reducción de pérdidas en función de la diferencia de pérdidas existentes.
- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, regula de manera específica la incorporación en el sistema eléctrico de la cogeneración de alta eficiencia.

- Real Decreto 56/2016, de 12 de febrero, que es a su vez una transposición de la Directiva 2012/27/UE, relativa a la eficiencia energética, que exige la acreditación de suministradores de servicios y auditores de energía, para promover la eficiencia en todos los procesos de suministro de energía [11].

Por otro lado, existen una serie de regulaciones impuestas para controlar la llegada de nuevas tecnologías como los contadores inteligentes, o la integración de la generación distribuida, de la cual se hablará en apartados posteriores, en el sistema eléctrico español.

- De acuerdo al RD 1110/2007 y la Orden ITC/3022/2007, se desea realizar una óptima gestión técnica del sistema eléctrico español y obtener datos exigidos para, tanto la liquidación de la energía y servicios asociados, como para calcular la factura de las tarifas de acceso [12]. También se establece una normativa sobre el control de la medición de los contadores inteligentes [13].
- La Orden ITC/3860/2007 dicta que se deben sustituir los equipos de medida de una potencia contratada inferior a 15kW por unos nuevos que permitan la discriminación horaria y la telegestión antes del 31 de diciembre de 2018. Entre 2008 y 2010 cada empresa debió cambiar, como mínimo, el 30% de los contadores. En 2012 un mínimo del 20%. En 2015, de nuevo, un mínimo del 20%. Para 2013 ya era necesario comenzar a instalar instrumentos de telemedida y de telegestión. Antes del 31 de diciembre de 2018 se deberá haber cambiado el 100% de los equipos (30% restante) [14].

Por último.

- Real Decreto 661/2007, que exige que el régimen especial coopere en el equilibrio de la red. Pueden cooperar ajustando el sistema de las unidades de cogeneración o biomasas, o exigiendo que se cumplan algunas especificaciones a las unidades variables (solar, eólica, hidráulica...). Hay una obligación para las unidades variables de realizar ofertas y pagar por los desvíos, y todas las instalaciones superiores a 10MW deben estar unidas a un centro de control. Además, habrá incentivos para las instalaciones eólicas que puedan aguantar los huecos de tensión [15].

Conste que han sido eximidas algunas normas que quedaron derogadas o fueron sustituidas por otras mencionadas.

2.4. Red de distribución eléctrica

La red de distribución es una de las fases del proceso de transmisión de energía, a través de la cual los consumidores de baja y media tensión obtienen su energía.

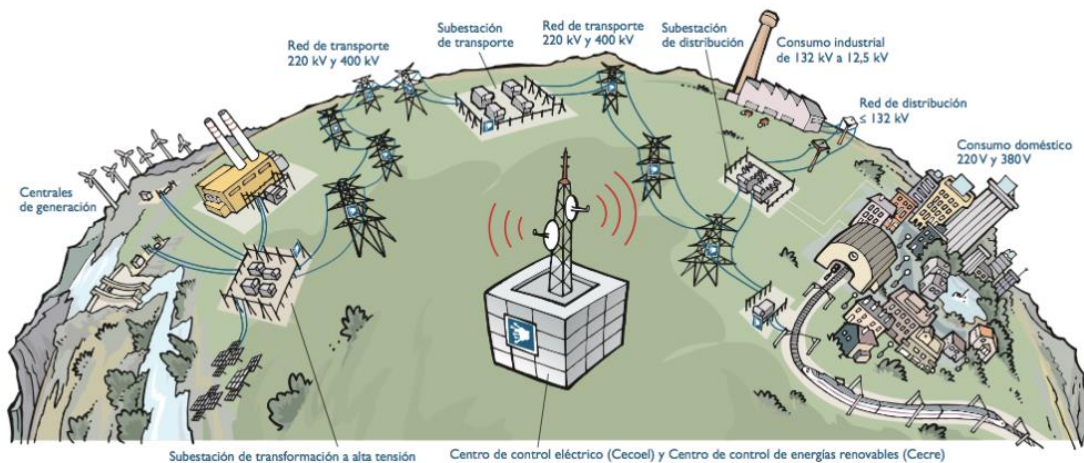


Ilustración 1 Red eléctrica. Enlace Fuente: [Pincha aquí](#)

Como se puede observar en la Ilustración 1, la red parte desde la central de generación, pasando por un transformador elevador de tensión, para posteriormente llegar a la red de transporte. Tras esto, un transformador reductor da pie a la red de distribución, la cual se divide en varias fases, con distintos niveles de tensión. Al final de la cadena se encuentra el consumidor de baja tensión [16].

En España se cuenta con 5 empresas principales en el empeño de distribución de electricidad, las cuales se reparten el territorio nacional.

Estas empresas son, por orden actual de tamaño: Endesa, Iberdrola, Unión Fenosa, Hidrocarburo (actualmente denominado EDP HC Energía) y Viesgo.



Ilustración 2 Principales empresas distribuidoras de energía en España. Enlace Fuente: [Pincha aquí](#)

Las redes de distribución pueden clasificarse según diversas características:

- Su emplazamiento (aérea, enterradas, mixtas).
- Por la configuración, que puede ser radial, en lazo o mallada.
- Por el área en el que prestan servicio, ya sea rural, urbana o mixta.
- El tipo de servicio que prestan; residencial, industrial...

Los elementos principales que forman parte de una red de distribución son los transformadores, las líneas eléctricas aéreas (formadas por conductores, y torres eléctricas), las líneas en cable, aparamenta, equipos de protección, etc. [17], siendo los transformadores y las líneas sobre los que se podrá operar para mejorar la eficiencia de la red.

Los transformadores son capaces de variar la tensión de salida, permitiendo así un aumento o una reducción de tensión en función de lo que requiera el sistema.

Así, la maniobrabilidad de los transformadores será un aspecto importante a la hora de disminuir las pérdidas de energía del sistema.

Los conductores de las líneas, que se encargan de trasladar directamente la electricidad, también son un elemento de análisis a la hora de la reducción de pérdidas, como se verá más adelante.

El principal propósito del trabajo es estudiar los métodos de disminución de pérdidas eléctricas en esta red, ya que esto es el punto más importante de cara a mejorar la eficiencia en la red de distribución de electricidad.

2.5 Tipos de pérdidas en la red de distribución eléctrica

Las pérdidas del sistema eléctrico pueden clasificarse y a su vez subdividirse, obteniendo así dos tipos de pérdidas principales; técnicas y administrativas (no técnicas).

- **Pérdidas técnicas.**

Representa la energía perdida durante la transmisión dentro de la red y la distribución como consecuencia de un calentamiento natural de los conductores eléctricos.

Pueden ser medidas y analizadas mediante herramientas de la propia empresa distribuidora, ya sea hardware, software, instrumentación u otro tipo de aparatos.

Estas son pérdidas esperadas por las empresas, es decir, ya cuentan con ellas de antemano, sabedoras de que no se pueden erradicar completamente. Lo que quiere decir que solo pueden intentar reducirlas lo máximo posible, dentro de los límites económicos de rentabilidad, pues es posible que el coste de operación no sea cubierto con los beneficios obtenidos de la propia reducción de pérdidas. Por lo tanto, hay que analizar si la inversión es conveniente en base a si proporcionará beneficios.

Existen una serie de parámetros a tener en cuenta para el adecuado sostenimiento y control de la reducción de pérdidas:

- Se debe establecer un diagnóstico del estado actual del sistema.
- Proyección de la carga.
- Revisión de los criterios de expansión de la red de distribución eléctrica.
- Estudios de flujos de carga para optimizar la operación de líneas y redes.
- Analizar la ubicación óptima de transformadores y usuarios.
- Realizar estudios de la reconfiguración de alimentadores primarios.

Se pueden subdividir las pérdidas técnicas de diversas maneras:

Por función del componente:

- En líneas de subtransporte.
- En circuitos de distribución primaria.
- En circuitos de distribución secundaria.

Por las causas que lo originan. Dentro de esta subdivisión se pueden encontrar 3 tipos de pérdidas:

- Pérdidas fijas. Son independientes de la intensidad de la corriente en circulación y se producen principalmente en el hierro del que está formado cada uno de los núcleos magnéticos de los transformadores.

Entrando más a fondo en estas pérdidas, se comprueba que se pueden dividir en dos tipos.

Se tiene por un lado las pérdidas por corrientes parásitas (de Foucault), que se producen en cualquier material conductor cuando se encuentran sometidos a una variación de flujo magnético.

Las pérdidas por corrientes parásitas dependerán del material con el que está construido el núcleo magnético del transformador. Al ser estos materiales buenos conductores, se genera una fuerza electromotriz inducida que origina corrientes que circulan en el mismo sentido dando lugar a el denominado efecto Joule

Para reducir en parte estas pérdidas de potencia es necesario que el núcleo del transformador que está bajo un flujo variable no sea macizo, es decir el núcleo deberá estar construido con chapas magnéticas de espesores muy delgados, colocadas una encima de otra y aisladas entre sí.

Al colocar las chapas magnéticas lo que se consigue es que la corriente eléctrica no pueda circular de una chapa a otra y se mantenga independientemente en cada una de ellas con lo que se induce menos corriente y disminuye la potencia perdida por corrientes parásitas o corrientes de Foucault

En la *imagen 2*, se puede observar primero un flujo en un núcleo macizo y por consiguiente una gran cantidad de pérdidas de energía.

Se puede ver la función de las chapas en el núcleo reduciendo las corrientes inducidas y obteniendo por tanto menos pérdidas de potencia.

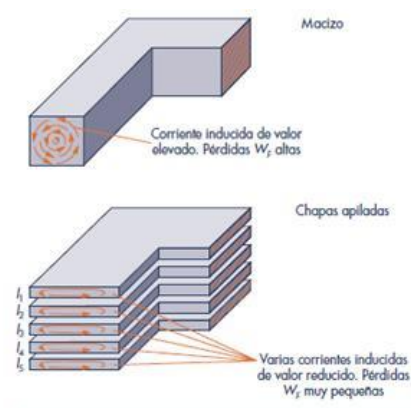


Ilustración 3 Chapas del núcleo. Enlace fuente: [Pincha aquí](#)

Estas corrientes parásitas se pueden calcular mediante la siguiente fórmula:

$$P_f = \frac{2,2 \cdot f^2 \cdot \beta_{max}^2 \cdot \Delta^2}{10^{11}}$$

Donde f es la frecuencia, β_{max} la inducción máxima en Gauss y Δ el espesor de la chapa magnética en mm.

Por otro lado, se tiene la histéresis magnética, que es el fenómeno que se produce cuando la imantación de los materiales ferro magnéticos no solo depende del flujo magnético, sino de los estados magnéticos anteriores.

En el caso de los transformadores, al someter un material magnético a un flujo variable se produce una imantación que se mantiene al cesar el flujo variable, lo que provoca una pérdida de energía.

En la *ilustración 3* se puede ver de una forma más clara lo que se trata de explicar;

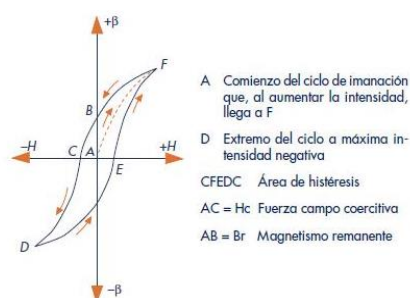


Ilustración 4 Histéresis. Enlace fuente: [Pincha aquí](#)

Como en las corrientes parásitas, estas pérdidas dependerán del tipo de material.

Dichas pérdidas se hallarán mediante la siguiente fórmula:

$$P_h = k_h \cdot f \cdot \beta_{max}^n$$

Donde k_h es el coeficiente del material, f la frecuencia, β_{max} la inducción máxima y n con un valor de 1'6 para una β menor a 1T (Tesla), y de 2 para una β mayor a 1T.

De este modo, se determina que las pérdidas en el hierro son la suma de las obtenidas por las corrientes parásitas y de las que se sacan mediante los ciclos de histéresis.

- Pérdidas variables. Se producen en todos los elementos conductores de la red y principalmente en las líneas, las cuales se calientan al paso de la corriente debido al efecto Joule, que disipa el calor en el ambiente y desemboca en la eliminación de energía productiva. La ley de Joule enuncia que; “El calor que desarrolla una corriente eléctrica al pasar por un conductor es directamente proporcional a la resistencia, al cuadrado de la intensidad de la corriente y al tiempo que dura esta”. Por lo que la potencia disipada por este efecto será:

$$P_j = 3 \cdot I^2 \cdot R [W]$$

- Además, se incluirán las pérdidas de autoconsumo de la red como pérdidas técnicas. Corresponden a las que usa la red para maniobrar en condiciones óptimas de servicio y de seguridad, permitiéndose margen de fallo. Incluye el equipaje que usa la red y sus elementos menores.
- Se pueden clasificar las pérdidas también en base al nivel de tensión (Baja tensión/Alta y media tensión). La red de baja tensión es totalmente radial, y para modificarlo se necesita operar manualmente casi siempre, por lo que se analiza de forma separada a las otras.
- Equipos en los que aparecen. Pueden ser de dos tipos.
 - Equipos auxiliares: Contadores, fusibles de CTs, servicios auxiliares de subestaciones...
 - Equipos principales: Líneas y transformadores.
- Desequilibrios por conexiones de clientes de baja monofásicos en redes trifásicas, lo cual origina aumentos de corriente en al menos una de las fases [18].

- **Pérdidas administrativas o no técnicas**

Existen, al igual que con las pérdidas técnicas, diversos criterios por los que se pueden clasificar las pérdidas administrativas.

- Según la causa que los produce:
 - Consumo de usuarios que no son clientes o de contrabando. Comprende la conexión directa de usuarios al servicio de una red sin haber llegado a un acuerdo o haber firmado un contrato con la empresa distribuidora.
 - También se incluyen los que teniendo un contrato con la distribuidora son desconectados de la red y se vuelven a conectar sin autorización ni medidas de esta energía que consumen.
 - Error en la contabilidad de energía. Comprende desde errores de medición de contadores de energía hasta fallos de lectura y facturación de suscritores. Se excluyen los casos de adulteración de los aparatos de medición.
 - Error en consumo estimado. Son todos aquellos suscritores que son facturados por una estimación de su consumo por cualquier motivo.
 - Fraude. Cuando un usuario modifica intencionalmente el equipo de medición o toma directamente energía de la red en su beneficio.
 - Error del consumo propio de la distribuidora. Usualmente se da debido al fallo en la contabilidad de elementos no tan principales de la empresa, como auxiliares de subestaciones, alumbrado público...
- Según la relación con la actividad administrativa de la empresa. Puede que la empresa use sistemas de medición defectuosos o desfasados, que no se apliquen de manera periódica, que haya procesos de facturación inadecuados, o que haya incapacidad para detectar fraudes y conexiones ilegales. Todo esto es sin duda parte de una pobre capacidad administrativa, que corre a cargo de la empresa. Se puede dar que exista:
 - Un registro o medición deficiente del consumo.
 - Una facturación incorrecta de los usuarios.

Todas las pérdidas de energía tienen un efecto negativo para las empresas de distribución. Por culpa de estas, se ven obligadas a comprar energía adicional para cumplir con la demanda, lo cual dispara los costes.

Por esto, disminuir las pérdidas no técnicas, es fundamental para mejorar la economía de la empresa y evitar gastos adicionales de energía [19].

Así, sabiendo la problemática que suponen las pérdidas, se analizará cómo se pueden reducir siguiendo varios métodos. Adicionalmente, se elaborará un análisis de rentabilidad para tres casos, de manera representativa, en los que se comprobará si, efectivamente, la solución propuesta es económicamente viable para la empresas.

2.6 Elementos de la red de distribución que provocan pérdidas eléctricas

Los elementos de la red de distribución comprenden todas aquellas partes físicas que la conforman. No obstante, en el aspecto de reducir pérdidas eléctricas, solo algunos de estos elementos podrán ser operados. Este apartado se ceñirá únicamente a aquellos elementos de los cuales se pueda obtener una reducción de las pérdidas.

- **Transformadores.**

Los transformadores son máquinas de corriente alterna que pueden modificar la tensión o la intensidad manteniendo constantes frecuencia y potencia, en caso de que el transformador fuese ideal. Este cuenta con dos devanados (en algunas ocasiones más de dos), a los que se les llama primario y secundario.



Ilustración 5 Transformador. Enlace fuente: [Pincha aquí](#)

La configuración de un transformador puede variar en función del resultado que se desee obtener de este.

Su funcionamiento se debe a una doble transformación. En primer lugar, se modifica la energía eléctrica entrante por el primario en energía magnética, posteriormente el transformador varía esta energía magnética y la devuelve en las condiciones óptimas en forma de energía eléctrica por el secundario. Las condiciones óptimas dependerán de si lo que se desea es aumentar o disminuir dicha corriente.

La introducción de los transformadores a la red eléctrica es crucial para poder transportar y distribuir la energía.

Una vez la energía ha sido generada en las centrales, se usa un transformador elevador de tensión para introducir dicha energía en la red, y así poder disminuir las pérdidas en el transporte por el efecto Joule [20].

Actualmente, con el propósito de disminuir las pérdidas eléctricas, y como se ha visto en el marco regulatorio, existen transformadores de alta eficiencia, los cuales hacen necesario en un gran número de casos, para las empresas el tener que decidir si quedarse con un transformador más antiguo o sustituirlo por uno de los citados. Normalmente se trata el transformador como una propia entidad económica, por lo que se decide que hacer únicamente en función de si sale rentable para la empresa llevar a cabo la sustitución o si, por el contrario, aún pueden exprimir más el uso del antiguo.

- Líneas eléctricas



Ilustración 6 Línea eléctrica. Enlace: [Pincha aquí](#)

Las líneas eléctricas, y en particular sus conductores, son las encargadas de llevar la energía desde la generación hasta el consumo, pasando, necesariamente, por la red de distribución.

Es un elemento muy importante de estudio, ya que influye directamente sobre las pérdidas del sistema.

Habitualmente, los conductores están compuestos de aluminio-acero.

Un aspecto fundamental del conductor es su resistividad. Esta resistividad influye a la hora de calcular la resistencia del mismo, con la cual se obtendrá uno de los valores críticos de pérdidas de electricidad.

La fórmula por la que se consigue el valor de la resistencia es:

$$R = \frac{\rho \cdot l}{S}, \text{ siendo } \rho \text{ la resistividad, } l \text{ la longitud del conductor y } S \text{ su sección.}$$

La importancia de este valor se debe a que el cálculo de las pérdidas en el conductor se dará cumpliendo la fórmula:

$$P_{\text{pérdidas}} = I^2 \cdot R, \text{ siendo } I^2 \text{ el cuadrado de la corriente que atraviesa el conductor.}$$

Se puede observar que la corriente es un factor más importante a la hora de reducir las pérdidas, ya que su correlación es exponencial, por lo que, en la mayoría de los casos, será más conveniente operar sobre ella que sobre la propia resistencia. No obstante, como se verá en la generación distribuida, el acercamiento de los puntos de generación a los de consumo puede reducir drásticamente la resistencia y, por tanto, proporcionalmente las pérdidas.

Las líneas aéreas son, normalmente, las responsables de la transmisión de energía a largas distancias, mientras que las líneas subterráneas se pueden usar por razones técnicas, como la necesidad de cruzar un estrecho, por razones medioambientales o imposición normativa, o por alimentar un núcleo urbano, ciudades, etc.

Conociendo los tipos de pérdidas eléctricas y los elementos de la red de distribución que pueden provocarlas, se presenta a continuación el apartado clave del proyecto, tomando como base el Informe de la CNMC, para ver qué medidas se pueden tomar para paliar estas pérdidas.

3. Informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la

Competencia (CNMC)

Como se comentaba en la introducción, el “Informe sobre la evaluación del potencial de eficiencia energética de las infraestructuras eléctricas” de la CNMC, es el desencadenante directo de este TFG. Dicho informe, aporta unas medidas a adoptar para reducir los distintos tipos de pérdidas eléctricas que se plantearon anteriormente.

Las empresas distribuidoras saben que las pérdidas son algo inevitable, es decir, no existe ningún método que pueda erradicar el 100% de ellas, solo reducirlas. Las pérdidas eléctricas golpean la economía de las empresas, no solo por las propias pérdidas en sí, sino también por el coste de las medidas que se han de tomar para remediarlas, y por el impacto medioambiental que produce la generación adicional de energía para compensar dichas pérdidas, que en ocasiones puede traducirse en penalizaciones.

Las pérdidas totales de energía de las principales empresas de distribución, según datos de IDAE, oscilan en torno a los 20000 GWh al año. En 2015 el precio final anual de la demanda agregada fue de 52,96 €/MWh. Teniendo estos dos datos, se puede concluir las pérdidas supusieron 1.059 millones de euros anuales. Para recalcar la importancia de reducir las pérdidas, se puede comprobar que con una reducción del tan solo 1% de las mismas, el ahorro económico sería de aproximadamente 10 millones de euros [19]*.

Se comprobará en este apartado que, a pesar de que tras realizar un análisis técnico acerca de una medida propuesta se obtengan resultados favorables en el aspecto de reducir pérdidas eléctricas, esto no implicará necesariamente que se deba llevar a cabo dicha medida, pues existen otros factores a tener en cuenta, tales como el análisis económico de la medida a realizar.

En algunas ocasiones, la inversión económica inicial no se recupera en un tiempo adecuado para la empresa, por lo que la medida queda descartada. Otras veces se ha de realizar el VAN⁵ de varios proyectos para comprobar cuál es la medida que reportará mayores beneficios.

Si desde un principio el análisis técnico es negativo, el proyecto queda directamente descartado, sin llevar a cabo ningún otro tipo de análisis.

Por ejemplo, un caso típico es el estudio sobre la posible sustitución de un transformador. Como se en el apartado de rentabilidad económica, estos equipos son caros y requieren de una fuerte inversión inicial, lo cual hace imprescindible un análisis para decidir si se lleva a cabo la sustitución del transformador o no.

3.1 Medidas de reducción de pérdidas fijas.

- **Reducción de las corrientes parásitas en transformadores**

Para mejorar la eficiencia de los transformadores, se puede reducir las corrientes parásitas (de Foucault) a las que se hacía mención en el apartado de pérdidas.

La forma de reducir estas se verá condicionada en función de la frecuencia del transformador. Para bajas frecuencias, lo que se debe hacer es laminar el núcleo. Las láminas introducidas deben ser de acero al silicio, delgadas y con un espacio entre ellas barnizado.

Esto provoca que la corriente no pueda circular por los aislantes de barniz que se encuentran entre las láminas. Los extremos del laminado quedan energizados, de modo que se producen campos eléctricos, oponiéndose estos a una mayor acumulación de la carga y, por tanto, reduciendo las corrientes de Foucault.

Para altas frecuencias no funciona la solución de laminar el núcleo. Lo que se debe hacer es emplear compuestos con poca conductividad para la composición del núcleo, como la ferrita [18]*.

- **Sustitución de transformadores.**

Las pérdidas de energía en los transformadores conforman una de las partes más importantes en las pérdidas totales del sistema eléctrico.

El coste del transformador, así como de su mantenimiento, hace necesario un análisis exhaustivo para comprobar si, efectivamente, sustituirlo es rentable.

Empresas como Viesgo o Begasa garantizan que los transformadores de media y baja tensión generan el 30% de las pérdidas eléctricas totales de la red de distribución. La

aparición de transformadores de alta eficiencia hace que ambas empresas ya tengan previsto incluirlos en todas sus nuevas instalaciones, pues estos reducen significativamente las pérdidas.

Tanto Iberdrola como Endesa son partidarios de estos transformadores de alta eficiencia, y los incentivos que se ofrecen por instalarlos, no son suficientes para sustituir los antiguos. No obstante, a medida que un transformador envejece, el coste de mantenimiento se ve incrementado, lo que ocasiona que se deba tener en cuenta la opción de cambiarlo por uno nuevo, para así, además de evitar los costes adicionales de mantenimiento, prevenir el fallo del transformador, pues en caso de fallo las pérdidas se vuelven mucho mayores.

Para evitar el fallo del transformador, la medida más certera a adoptar es estudiar la vida útil del mismo.

La principal causa de la pérdida de vida de un transformador se debe al envejecimiento de los materiales aislantes. Los factores que influyen en su envejecimiento son la temperatura y la humedad, principalmente.

El estudio de la vida útil de un transformador se realiza no solo para alargar la misma, sino para saber cuándo se ha de retirar a tiempo el instrumento. Esto se haría analizando los compuestos furánicos. Gracias a este estudio, se puede prevenir el fallo y evitar pérdidas mucho mayores para la empresa de las que supondría cambiarlo a tiempo [21].

Unión Fenosa, por su parte, contempla a la entrada del nuevo reglamento (Reglamento Europeo (UE) 548/2014 y Directiva 2009/125/CE), que se obtendrá un aumento de las pérdidas, debido a las condiciones de carga, el número de transformadores a incorporar en la red y su tipología, de 423 MWh en el período de 2015 a 2020. Por otro lado, indica que se han obtenido resultados positivos de ahorro energético para los transformadores enviados a centros de transformación tipo caseta.

- **Desconexión de transformadores**

Según Endesa, desconectando transformadores de alta y media tensión inactivos a la hora de abastecer la demanda se podría obtener un ahorro anual de 54 GWh. No obstante, el incremento de costes de operación y mantenimiento debido al aumento de maniobras y el hecho de que todos los beneficios deberían ser devueltos una vez se

dejase de aplicar la medida, hace que no sea una solución conveniente para las empresas.

- **Filtrado de armónicos**

Son cada vez más las empresas distribuidoras que emplean la solución de filtrado de armónicos para eliminarlos, ya que estos son perjudiciales para la red de distribución, ya que dañan los equipos.

Schneider Electric señala que, estadísticamente, la vida de servicio de los equipos se ve aumentada notablemente con sus medidas para eliminar los armónicos. Para los transformadores, se aumenta en un 5% su vida útil. Para equipos trifásicos hay un aumento del 18%, mientras que para máquinas monofásicas el aumento hasta el 32%.

Los equipos que más generan armónicos son los hornos de arco, inversores, variadores de velocidad, transformadores o lámparas de descarga.

Para paliar este efecto, la tecnología empleada es la siguiente:

- Filtro pasivo: Se sitúa una impedancia pequeña a las frecuencias que se desean suavizar, con una configuración estudiada de componentes como bobinas, condensadores y resistencias, instalándose en derivación con la red. En caso de que sea necesario filtrar más de una componente, se colocarían en paralelo varios filtros pasivos.
- Filtro activo: Mide la corriente del sistema, y suministra el valor de la componente fundamental de la red, pero en fase opuesta, cancelando así los armónicos.
- Filtro híbrido: Está formado por un filtro activo y otro pasivo. Emplea la energía reactiva que haga falta para eliminar el armónico predominante.

3.2 Medidas de reducción de pérdidas variables

- **Diseños eficientes**

La homogeneidad de la red, gracias al diseño y la normalización, provoca que haya un equilibrio en los flujos de potencia. Esto evita grandes pérdidas en ciertas zonas o en algunos equipos concretos.

Iberdrola ostenta una red con un gran número de elementos de control y maniobra, con lo que consigue una gran flexibilidad en las operaciones de distintos perfiles, optimizando así la configuración de su red.

Llevar implantando este criterio desde hace tiempo con buenos resultados en la reducción de pérdidas. Señalan que en lugares de gran población y una alta demanda, la eliminación de niveles de tensión y redes intermedias cumplen con el propósito de disminuir las pérdidas, incluso con la dificultad añadida de mantener la fiabilidad en sitios con una gran concentración de carga.

- **Compensar la potencia reactiva**

La potencia reactiva provoca que la red empeore su capacidad, sobre todo cuando los consumidores se comportan inductivamente.

Para poder comprender el funcionamiento de esta medida, se ha de tener en cuenta la ecuación $S^2 = P^2 + Q^2$, siendo S la potencia aparente, P la potencia útil y Q la potencia reactiva. El objetivo es disminuir al máximo la Q, quedando así la P y la S lo más igualado posible.

Esto también se mide con el factor de potencia, siendo este $\cos\varphi = \frac{P}{S}$. Cuanto más cercano es $\cos\varphi$ a 1, menos pérdidas tendrá el sistema.

El control de conexión de los condensadores se realiza desde la central de mando, pudiendo así conectarlos y desconectarlos según lo exija la demanda, haciendo de dichos condensadores una herramienta flexible y fiable.

Todas las empresas grandes de distribución, a excepción de Unión Fenosa, la cual dictamina que sin una retribución por acometer esta medida no podrían ejecutarla, han optado por instalar dichos condensadores para compensar la reactiva. En el caso de Iberdrola, la instalación de una batería de condensadores escalonadas es casi total en sus subestaciones. Mientras Viesgo y Begasa han instalado los condensadores por zonas.

En el apartado de rentabilidad económica, se comprobará, para un caso específico, si la inversión en esta medida es justificable o no.

- **Elevar las tensiones**

Partiendo de la fórmula $S = \sqrt{3} \cdot V \cdot I$, es sencillo ver que, para una misma potencia, si se aumenta la tensión disminuye la corriente.

Como se comprobó en el apartado de los conductores, las pérdidas eléctricas son proporcionales al cuadrado de la corriente, por lo que, cuanto más baja sea esta, menores pérdidas eléctricas habrá.

El principal inconveniente que se puede encontrar para realizar esta medida, es el mayor coste asociado a los equipos requeridos para soportar una tensión superior, teniendo en cuenta tanto los transformadores como los aislantes.

Iberdrola indica que, aumentando el nivel de tensión de una instalación de baja tensión, se observa una reducción de las pérdidas de hasta 3 veces mayores que las de otra instalación de características similares en la que no se haya tomado esta medida.

En instalaciones de mayores tensiones (media tensión), es más complejo llevar a cabo esta propuesta. Entran en juego temas como el diseño de la propia instalación, haciendo necesario que esta tenga un diseño óptimo con unas tensiones equilibradas en todos sus puntos. De no ser así, es difícil que sea justificable, tanto técnica como económicamente, llevar a cabo un aumento de tensión.

- **Incremento en la capacidad de la red**

Incrementar la capacidad de la red se puede conseguir mediante un aumento en la capacidad de los transformadores o mediante un aumento de la sección de los cables.

Ambas son medidas costosas, ya que sustituir un conductor ya instalado por otro requiere de una alta complejidad, además de interrumpir el servicio en la mayoría de los casos.

En cuanto a los transformadores, solo se recomienda mejorar su capacidad en aquellas zonas de la red en las que sea claramente viable.

- **Nuevas subestaciones**

Según Hidrocarburo, la instalación de nuevas subestaciones puede permitir enlaces en la red de media tensión y de este modo mejorar la calidad de servicio, así como obtener una reducción en las pérdidas de energía.

- **Optimizar la red de baja tensión**

Para conseguir optimizar dicha red, las soluciones más destacadas son; equilibrar las cargas de las fases de una línea de baja tensión, y equilibrar las cargas de las líneas de un centro de transformación.

Así mismo, Iberdrola señala que mejorando la observación de la red de baja tensión permitirá un mejor desarrollo de la misma, además de un mayor conocimiento de las pérdidas que esta sufra.

- **Mejorar la red mallada**

Iberdrola propone la utilización de transformadores con regulación de carga, de modo que se pueda ajustar las tomas para reducir la potencia reactiva de la red y tener unos niveles de tensiones óptimos.

Para ello sería necesario mejorar el intercambio de información entre sistema operativo y los distribuidores, así como la coordinación de la red.

Explotando la red mallada se reducen pérdidas debido a la optimización de los flujos de potencia activa. En algunas situaciones, principalmente cuando no hay riesgo de incidente, es conveniente usar la red de distribución mallada para labores de transporte de energía.

Por su parte, Viesgo impone sus propias medidas, como evaluar los puntos en los que se conecta la red y los de generación interior, hasta las barras de media tensión donde empiezan niveles más bajos de tensión (distribución). Tras analizarlos, se dan con puntos clave de reducción de pérdidas.

También se indica que la implantación de un ADMS (Advanced Distribution Management System, o Sistema Avanzado de Gestión de la Distribución), el cual aportará nuevos beneficios para la red, como simular operaciones, por lo que se podrían

reducir los tiempos de las mismas, incremento sobre el control de avisos y averías, almacenamiento de estados de la red, o descargos⁵.

Unión Fenosa opta por instalar puntos gestionados por telecontrol, de modo que se pueda incrementar el nivel del servicio hacia los consumidores, así como un mejor control en los parámetros de red y una mayor fiabilidad de las maniobras realizadas.

Con esto se reducen costes ya que se reduce el tiempo de operación, además de reducir los tiempos de desplazamiento para proteger averías.

- **Gestión de la demanda**

En esta medida se incluyen algunos elementos que aún están en desarrollo, pero que, no obstante, ya se han empezado a implantar.

Como ya se verá en el marco regulatorio de las redes de nuevo desarrollo, según la Orden ITC/3860/2007, para instalaciones con una potencia contratada superior a los 15 kV se deberán sustituir los contadores existentes por otros inteligentes antes de 2019.

Esto proporcionará una información muy valiosa de cara a reducir las pérdidas del sistema.

Para sacar el máximo de esta solución, se debe realizar una estructuración adecuada del sistema, la cual incluya:

- Cálculo de pérdidas en cada una de las líneas de baja tensión.
- Planificar adecuadamente la red, para poder explotar los nuevos coeficientes de simultaneidad⁶.

3.3 Propuestas de reducción de pérdidas no técnicas

Para corregir las pérdidas no técnicas, el principal propósito es disminuir los índices de fraude en los equipos de medida de cada punto de consumo. Esto mejoraría el registro del consumo que realmente se efectúa, y se detectaría cuando hay una cantidad de consumo más pequeño del que debería facturarse.

Unión Fenosa explica con respecto a esto que se ha de determinar el tiempo durante el que se ha estado imponiendo el fraude, así como una aproximación de la cantidad de

energía que no se haya facturado, emitiendo una facturación aparte. Así se reducirían eficazmente las pérdidas por fraude.

Viesgo considera que se ha de tomar medidas con respecto a este tipo de pérdidas, ya que la resolución de los expedientes de pérdidas por fraude podría hacer que se cortase el suministro si se demostrase que esto ha ocurrido, haciendo así necesario una menor cantidad de suministro de energía, lo cual implica un menor número de pérdidas totales.

Las medidas que Viesgo incluye para reducir el fraude son las siguientes:

- Proyectos técnicos para que sea más fácil detectar el fraude.
- Procesar el fraude de alta y baja tensión simultáneamente.
- Mejorar el sistema para que se adecue a una mejor gestión del fraude y de expedientes.
- Revisar la gestión de contratas.
- Acuerdos de cooperación con Administraciones Públicas.
- Colaboración con la CNMC para tratar el fraude.
- Consolidar los datos por nivel de tensión.

3.4 Medidas de reducción del autoconsumo de la red.

La principal medida para reducir el autoconsumo de la red, para Unión Fenosa, es sustituir las luminarias existentes por otras LED, solución que posteriormente será analizada para un caso en concreto, con el motivo de comprobar si, en esa situación, es justificable económicamente realizar la sustitución de elementos.

Por otro lado, también se destaca el uso de transformadores OFAF (refrigeración “oil forced/air forced”, o aceite forzado/aire forzado). Esto hace necesario un bombeo de aceite, que vaya del transformador hasta un aerorrefrigerador en el cual el calor de las pérdidas de operación queda disipado. Se pretende cambiar dentro de dicho sistema los motores eléctricos existentes por otros de clase IE2, ya que son de mayor eficiencia, y es lo que dicta la norma UNE-EN 60034-30 de abril de 2010.

3.5 Medidas regulatorias propuestas por empresas de más de 100.000 clientes

Gran parte de las medidas que las empresas emplean para reducir las pérdidas eléctricas tienen su base en normas estipuladas. Endesa indica que el actual modelo de incentivo para reducir pérdidas energéticas se basa en recompensas económicas para conseguir que las operaciones, las cuales deben realizarse obligatoriamente, se lleven a cabo de un modo energéticamente eficiente. Si las empresas distribuidoras se encargasen de realizar algún otro tipo de operaciones, se haría necesaria una regulación adecuada para que estas fuesen viables, tanto técnica como económicamente.

Hidrocarbónico, por su parte, hace un llamamiento a un nuevo modelo regulatorio, ya que considera que el actual está en decadencia y cada vez es menos factible establecer medidas que solamente vayan dedicadas a reducir las pérdidas de energía. Ven necesario rehacer el capítulo XI del Real Decreto 1048/2013, para poder así recalcular los porcentajes de pérdidas para así poder tener un valor en las fórmulas que, contrariamente a lo que se tiene en la actualidad, si muestre la energía real que circula por la red.

Iberdrola también carga contra el mismo decreto, señalando que este solo beneficia o penaliza a aquellas empresas que reduzcan, o no, sus pérdidas, pero sin tener en cuenta la situación que cada empresa tiene en lo relativo a las pérdidas de su sistema. Para Iberdrola, este decreto no premia a aquellas empresas que hayan tenido una actuación eficiente en el pasado y cuyas pérdidas en la actualidad sean reducidas. En contraposición, las empresas que no han actuado eficientemente en el pasado y que ostentan pérdidas más elevadas de las debidas, no son penalizadas acordeamente.

No obstante, estos cambios en la regulación se han de realizar de una manera paulatina, ya que cualquier solución que se tome para reducir las pérdidas de energía necesita un tiempo para que sea justificable económicamente.

En lo relativo al fraude, Iberdrola considera que es importante un nuevo Real Decreto específico que brinde una mayor fiabilidad judicial a los procesos de inspección. Así, las empresas distribuidoras podrían mejorar la inspección y la verificación de cada instalación, incrementando el porcentaje de detección de fraude.

Hidrocantábrico piensa de manera similar a Iberdrola, añadiendo que el esfuerzo que se toman las empresas para combatir el fraude, no se ve recompensado adecuadamente con los incentivos actuales, provocando que no sea favorable poner todo el empeño en reducirlo.

4. Rentabilidad económica

En este apartado se realizarán dos análisis para dos casos específicos, en los cuales se tratará de comprobar si es justificable económicamente realizar la inversión inicial.

Como se mencionaba en el apartado anterior, las medidas analizadas serán la instalación de una batería de condensadores para compensar la potencia reactiva, y el cambio de luminarias LED.

4.1 Justificación económica del ajuste del factor de potencia

El análisis se realizará sobre una instalación de baja tensión, 440V y 50 Hz, cuya demanda media es de 110 kW, con un factor de potencia $\cos\varphi = 0,78$ y con un número de horas de operación anuales de 4.000 [22].

El precio de la energía reactiva se puede comprobar según la Orden ITC/688/2011 del 30 de marzo. Esta orden dicta que para instalaciones con factores de potencia superiores a 0,95 no habrá ningún coste, para aquellos que se sitúen entre 0,95 y 0,8, el coste será de $0,041554 \frac{\text{€}}{\text{kVarh}}$, y para factores de potencia menores de 0,8, se tendrá un coste de $0,062332 \frac{\text{€}}{\text{kVarh}}$ [23].

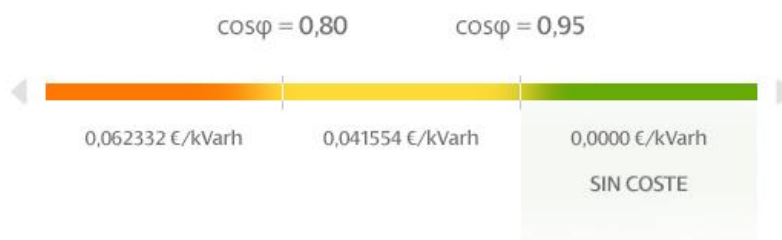


Ilustración 7 Distribución de precios de potencia reactiva según su factor de potencia. Enlace Fuente: [Pinche aquí](#)

Por tanto, para esta instalación, el coste de la energía reactiva será de $0,062332 \frac{\text{€}}{\text{kVarh}}$.

El factor de potencia que se desea obtener en este caso, para poder superar la barrera del $\cos\varphi = 0,95$ y obtener una recuperación de la inversión lo más pronta posible, es de $\cos\varphi' = 0,96$.

Para calcular la capacidad necesaria del banco de condensadores se debe recurrir a la fórmula:

$$Q = P \cdot (\tan\varphi - \tan\varphi')$$

Siendo Q la potencia reactiva requerida, P la potencia activa demandada, $\tan\varphi$ el valor de la tangente del ángulo obtenido con el factor de potencia actual de la instalación, y $\tan\varphi'$ el valor de la tangente del ángulo obtenido con el factor de potencia que se busca conseguir.

$$P = 110 \text{ kW}$$

$$\tan\varphi = \tan(\arccos\varphi) = \tan 38,7394^\circ = 0,80228$$

$$\tan\varphi' = \tan(\arccos\varphi') = \tan 16,2602^\circ = 0,29166$$

Con lo que el banco de condensadores deberá tener una capacidad de:

$$Q = 110 \text{ kW} \cdot (0,80228 - 0,29166) = 56,1674 \text{ kVAr}$$

Para evitar solicitar un banco de condensadores específico con esa capacidad, lo cual sería demasiado costoso, se compra uno ya normalizado.

El condensador se comprará a una empresa especializada. En su catálogo se pueden encontrar diversos tipos de condensadores, entre los que finalmente se decide escoger uno de la siguiente serie:

BATM080 BATERÍA AUTOMÁTICA AUTOMATIC BANK

5 ... 120 kvar

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS/TECHNICAL CHARACTERISTICS

- Tensión nominal/Rated voltages.....440 V 50 Hz - 60 Hz
- Regulador/Controller.....MCE ADV
- Programa de trabajo/Working program.....5 opciones
5 options
- Condensadores/Capacitors.....POLIMET 440 V
- Protección/Protection stepsMagnetotérmico / MCB
- Grado protección/Degree of protection.....IP 31
- Color/Colour.....RAL 7035
- Entrada cables/Cables entryInferior
At the bottom
- Instalación/InstallationInterior/Indoor
- Montaje/Assembly.....Mural/Wall mounting
- Tensión aux. 230V/Aux. voltage 230VAutotrafo/ Autotransformer
- Interruptor autom./Circuit breaker.....Hasta/Up Qn=40 kvar (...I)
- TI externo/External TI/5A (no incl./not included)

ACCESORIOS/ACCESSORIES

- Interruptor general automático o de corte en carga.....Qn>35kvar/440V
Main switch or circuit breaker H=700mm
- Protección diferencial / Leakage protection

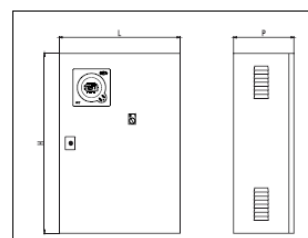


Ilustración 8 Batería de condensadores BATM080. Enlace Fuente: [Pincha aquí](#)

Se trata de una batería de condensadores automática que, como se puede comprobar en la *Ilustración 8*, cuenta con protección magnetotérmica.

Dentro de este tipo de batería de condensadores, se pueden seleccionar diferentes modelos en función de las características que se requiera.

Referencia Code	Q _n (kvar) 440 V	Composición Composition	Escalones Steps	Programa Program	Q _n (kvar) 400 V	Armario/Cabinet (H x L x P)	Peso (kg) Weight	Precio (€) Price
BATM0844050I	5	2x1,25 + 2,5	4 x 1,25	1.1.2.	4,1	500x400x200	18	822,12
BATM0844075I	7,5	2x1,25 + 2x2,5	6 x 1,25	1.1.2.	6,2	500x400x200	18	848,64
BATM0844100I	10	2x2,5 + 5	4 x 2,5	1.1.2.	8,25	500x400x200	18	944,11
BATM0844125I	12,5	1x2,5 + 2x5	5 x 2,5	1.2.2.	10,3	500x400x200	18	965,33
BATM0844137I	13,75	1,25+2,5+2x5	11x1,25	1.2.4.	11,3	500x400x200	18	981,24
BATM0844150I	15	3x5	3 x 5	1.1.1.	12,5	500x400x200	18	981,24
BATM0844175I	17,5	2,5 + 5 + 10	7 x 2,5	1.2.4.	14,5	500x400x200	19	991,85
BATM0844187I	18,75	6,25 + 12,5	3 x 6,25	1.2.2.	15,5	500x400x200	19	954,72
BATM0844200I	20	2x5 + 1x10	4 x 5	1.1.2.	16,5	500x400x200	19	997,15
BATM0844250I	25	5 + 2x10	5 x 5	1.2.2.	20,6	500x400x200	20	1.018,37
BATM0844275I	27,5	2,5 + 5 + 2x10	11 x 2,5	1.2.4.	22,7	500x400x200	20	1.379,04
BATM0844300I	30	2x5 + 2x10	6 x 5	1.1.2.	25	500x400x200	20	1.405,56
BATM0844312I	31,25	6,25 + 2x12,5	5 x 6,25	1.2.2.	25,8	500x400x200	20	1.039,58
BATM0844350BI	35	5 + 3x10	7 x 5	1.2.2.	29	500x400x200	22	1.246,44
BATM0844375BI	37,5	2,5+5+3x10	15 x 2,5	1.2.4.	31	500x400x200	23	1.379,04
BATM0844400BI	40	5+5+3x10	8 x 10	1.1.2.	33	500x400x200	23	1.272,96
BATM0844437	43,75	6,25 + 3x12,5	7 x 6,25	1.2.2.	36	700x500x250	30	1.426,78
BATM08444500	50	10 + 2x20	5 x 10	1.2.2.	41,3	700x500x250	32	1.400,26
BATM08444550	55	5 + 10 + 2x20	11 x 5	1.2.4.	45	700x500x250	35	1.569,98
BATM0844600	60	2x10 + 2x20	6 x 10	1.1.2.	50	700x500x250	37	1.697,28
BATM0844625	62,5	12,5 + 2x25	5 x 12,5	1.2.2.	51,7	700x500x250	37	1.591,20
BATM0844700	70	10 + 3x20	7 x 10	1.2.2.	58	700x500x250	38	1.633,63
BATM0844750	75	5 + 10 + 3x20	15 x 5	1.2.4.	62	700x500x250	39	1.803,36
BATM0844800	80	4x20	4 x 20	1.1.1.	66	700x500x250	39	1.670,76
BATM0844800b	80	2x10 + 3x20	8 x 10	1.1.2.	66	700x500x250	39	1.909,44
BATM0844875	87,5	12,5 + 3x25	7 x 12,5	1.2.2.	72	700x500x250	39	1.676,06
BATM08441000	100	4x25	4 x 25	1.1.1.	82,5	700x500x250	40	1.697,28
BATM08441000b	100	2x12,5 + 3x25	8 x 12,5	1.1.2.	82,5	700x500x250	40	2.121,60
BATM08441050	105	15 + 3x30	7 x 15	1.2.2.	87	700x500x250	41	2.545,92
BATM08441125	112,5	7,5 + 15 + 3x30	15 x 7,5	1.2.4.	93	700x500x250	41	2.758,08
BATM08441200	120	4x30	4 x 30	1.1.1.	99	700x500x250	41	2.652,00
BATM08441200b	120	2x15 + 3x30	8 x 15	1.1.2.	99	700x500x250	42	2.811,12

Ilustración 9 Catálogo de condensadores BATM08. Enlace Fuente: [Pincha aquí](#)

Para el caso propuesto, dado que se ha obtenido una capacidad de 56,1674 kVAr, se selecciona una batería de condensadores normalizada de 55 kVAr. Por lo que el modelo elegido será el BATM0844550. El precio de esta batería es de 1569,98 €.

El ahorro de energía reactiva que se obtendrá con dicha batería, será de:

$$55 \text{ kVAr} \cdot 4000 \text{ h} = 220.000 \text{ kVAr por hora.}$$

$$\text{Esto se traduce en un ahorro económico de: } 220.000 \text{ kVArh} \cdot 0,062332 \frac{\text{€}}{\text{kVArh}} = 13.713,04 \text{ €}$$

Si, adicionalmente, se tiene en cuenta la reducción de pérdidas por efecto Joule derivado de la reducción de corriente:

$$\text{Corriente inicial: } I = \frac{P}{U \cdot \cos\varphi} = \frac{110 \text{ kW}}{440 \text{ V} \cdot 0,78} = 320,51 \text{ A de alimentación monofásica.}$$

No se ha podido obtener un factor de potencia de 0,96 exactamente, luego se calcula el factor de potencia realmente obtenido:

$$Q = P \cdot (\tan\varphi - \tan\varphi') \rightarrow \tan\varphi' = \tan\varphi - \frac{Q}{P} = 0,80228 - \frac{55 \text{ kVAr}}{110 \text{ kW}} = 0,3023$$

$$\varphi' = \arctan 0,3023 = 16,819^\circ$$

El nuevo factor de potencia es $\cos\varphi' = 0,9572$, con lo que se sigue superando el límite de penalización de pago de potencia reactiva.

$$\text{Corriente tras ajuste del factor de potencia: } I' = \frac{P}{U \cdot \cos\varphi'} = \frac{110 \text{ kW}}{440 \text{ V} \cdot 0,9572} = 261,17 \text{ A}$$

Suponiendo que el conductor es de cobre, con una longitud de 100 metros, una sección de 4 mm^2 , teniendo en cuenta que la temperatura que se mantiene en la instalación oscila entre los 20 y los 25 °C:

La resistividad del cobre para esa temperatura es de $1,71 \cdot 10^{-8} \Omega \cdot \text{m}$ [24].

$$\text{La resistencia del cable será: } R = \frac{\rho \cdot l}{S} = \frac{1,71 \cdot 10^{-8} \Omega \cdot \text{m} \cdot 100 \text{ m}}{4 \cdot 10^{-6} \text{ m}^2} = 0,4275 \Omega$$

Luego, antes de la compensación de reactiva, se tenían unas pérdidas por efecto Joule de:

$$P_{Joule} = I^2 \cdot R = 320,51^2 \cdot 0,4275 = 43.915,64 \text{ W}$$

Tras la compensación:

$$P'_{Joule} = I'^2 \cdot R = 261,17^2 \cdot 0,4275 = 29.159,67 \text{ W}$$

Teniendo en cuenta que la instalación opera en horas llanas de consumo⁷ (período 2), y sabiendo que se le aplica una tarifa 3.0A de consumo con la compañía Iberdrola, debido a que la potencia es superior a 10 kW, el precio de la energía es de $0,012575 \frac{\text{€}}{\text{kWh}}$ [25].

Por lo tanto, sin compensar, había unas pérdidas de $43,91564 \text{ kW} \cdot 0,012575 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} = 0,5522 \frac{\text{€}}{\text{h}}$, que a lo largo de las 4000 horas de operación da un total de: 2208,95 €.

Con la compensación de reactiva, las pérdidas son de $29,15967 \text{ kW} \cdot 0,012575 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} = 0,3666 \frac{\text{€}}{\text{h}}$, que en las 4000 horas hacen un total de: 1466,73 €.

Por lo que habría un ahorro de 742,21 € adicionales.

Sumando esto a los 13.713,04 €, se obtiene un ahorro total de 14.455,25 €.

Esto supone que, con una inversión de tan solo 1.569,98 €, el beneficio es de 14.455,25 €.

El payback⁸ será de $\frac{1.569,98 \text{ €} \cdot 12 \text{ meses}}{14.455,25 \text{ €}} = 1,3 \text{ meses}$.

Es decir, se obtendrá la recuperación de la inversión al cabo de un mes y una semana aproximadamente, lo cual es un período de recuperación bastante óptimo, justificando, aún sin realizar el cálculo del TIR⁹, la inversión realizada.

4.2 Justificación económica del cambio de luminarias LED

Para este caso, se dispone de 7 subestaciones. Cada una de ellas consta de 21 luminarias de vapor de mercurio. Dado que este tipo de luminarias son de baja eficiencia, se ha decidido sustituirlas por otras con tecnología LED, las cuales se prevé que reportarán beneficios a largo plazo para la empresa.

Para confirmar que esta es una decisión óptima, se realiza un análisis con el objetivo de justificar la inversión del cambio de luminarias.



Ilustración 10 Luminaria de vapor de mercurio. Enlace Fuente: [Pincha aquí](#)

Las luminarias de vapor de mercurio son de 250 W (0,25 kW). En contra, las LED equivalentes, sin afectar a la calidad lumínica de la subestación con el cambio, son de 90 W (0,09 kW) y tienen una vida útil muy superior a las de vapor de mercurio.



Ilustración 11 Luminaria LED. Enlace Fuente: [Pincha aquí](#)

Las luminarias se mantienen encendidas durante 12 horas cada día del año, lo que da un total de 4.380 horas. Se estima que sustituir cada lámpara costará 30 €. También se prevé que el precio promedio de la energía durante los próximos años será de, aproximadamente, $0,15 \frac{\text{€}}{\text{kWh}}$.

Primero se calcula el coste total de la inversión:

$$C_{\text{inversión}} = N^{\circ} \text{ Luminarias} \cdot C_{\text{luminaria}} = 21 \cdot 7 \cdot 30 \text{ €} = 4.410 \text{ €}$$

El coste anual que se tendría con las luminarias de vapor de mercurio es el siguiente:

$$C_{anual\ VHg} = 0,25 \text{ kW} \cdot 4380 \text{ h} \cdot 0,15 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \cdot 147 \text{ luminarias} = 24.144,75 \text{ €}$$

En cambio, con las lámparas LED, se obtiene el siguiente:

$$C_{anual\ LED} = 0,09 \text{ kW} \cdot 4380 \text{ h} \cdot 0,15 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \cdot 147 \text{ luminarias} = 8.692,11 \text{ €}$$

Viendo la diferencia entre ambos costes, se consigue una amortización total anual de 15.452,64 €.

Sabiendo que el coste de inversión es de 4.410 €, el payback de este proyecto sería:

$$\text{Payback} = \frac{4.410 \text{ €} \cdot 12 \text{ meses}}{15.452,64 \text{ €}} = 3,42 \text{ meses.}$$

Es decir, se recuperaría la inversión en, aproximadamente, 3 meses y 2 semanas.

Nuevamente, al igual que para el caso de la batería de condensadores, la inversión es justificable sin realizar ningún otro tipo de análisis de rentabilidad, debido a que el período de recuperación es suficientemente corto.

4.3 Justificación económica de la sustitución de un transformador

El análisis que se ha de llevar a cabo para sustituir un transformador es complejo, debiéndose tratar este como una entidad económica propia, debido a su coste.

No obstante, para realizar este análisis, solo se tendrán en cuenta los parámetros básicos y se supondrán como ya aprobadas las justificaciones técnicas. Por lo que se procederá a comprobar el tiempo en el que se recuperaría la inversión. Esto se hará tomando como base el Reglamento UE N° 548/2014 de la Comisión, por el cual se desarrolla la Directiva 2009/125/CE del Parlamento Europeo y del Consejo para transformadores pequeños, medianos y grandes.

Se parte de los datos del transformador ya instalado. Este es un transformador de 250 kVA del año 1993, su potencia en vacío, P_0 , es de 800 W, su potencia de carga, P_k , es de 4000 W, lo que hace una potencia total a plena carga, P_T , de 4800 W.

Por otro lado, el nuevo transformador sigue un diseño eficiente y ecológico, siendo del año 2016. Sus potencias son; $P_0 = 300 \text{ W}$, $P_k = 3250 \text{ W}$ y $P_T = 3550 \text{ W}$.

Al realizar la simulación, se realizan 3000 horas a plena carga y 5760 horas en vacío, dando lugar a las 8760 horas del año.

Las pérdidas ahorradas por el nuevo transformador son las siguientes:

$$P_{ahorrada} = 3000 \cdot (4800 - 3550) + 5760 \cdot (800 - 300) = 6630 \text{ kWh/año}$$

Asumiendo un precio de $0,15 \text{ €/kWh}$ (estimación para los próximos años), se obtiene un coste ahorrado al año de 994 €.

Adicionalmente, los transformadores antiguos de 250 kVA requieren de un cambio de aceite dieléctrico cuyo coste asciende aproximadamente a los 1000 €. No se contarán las averías que con el tiempo se harían más frecuentes y costosas, pero esto haría que el ahorro fuese aún mayor.

De este modo, el ahorro total anual es de 1994 €.

El transformador nuevo tiene un coste de 4140 €, de acuerdo al catálogo del fabricante (enlace fuente: [Pincha aquí](#)).

Esto deja un período de amortización de 2,07 años, es decir, 2 años y 1 mes aproximadamente, lo cual es un período de amortización muy óptimo para un transformador.

Así, queda justificada económicamente la renovación del transformador antiguo por el nuevo de alta eficiencia. Cabe recalcar que, si la vida del transformador instalado no es muy longeva, normalmente las empresas no se plantean su sustitución, aunque este no sea de alta eficiencia, ya que primero se ha de amortizar lo que se pagó por él.

5. Medidas de eficiencia energética de nuevo desarrollo

5.1 Problemática de la red de distribución actual

En los apartados anteriores se ha comprobado que existen medidas, aplicables a día de hoy, que pueden mejorar significativamente el estado de la red de distribución y su eficiencia energética.

No obstante, la infraestructura actual de la red cumple con bastantes de los objetivos impuestos por el modelo de sistema eléctrico tradicional, no obstante, de cara a sus funcionalidades hacia el usuario final tiene una serie de carencias que se han de solventar.

Los principales problemas con los que se podrá encontrar la red de distribución son los siguientes:

- Se prevé un incremento de la demanda y del uso de energías renovables, lo cual conllevará la necesidad de tener una potencia firme y flexible.
- Tanto el combustible utilizado por las centrales tradicionales, como la propia construcción de estas se está encareciendo.
- Durante los picos de demanda, se requiere de un sistema adicional que cubra la potencia exigida. Para ellos se han de activar centrales, lo cual genera un sobrecoste que repercute implícitamente en el usuario. Estos picos se producen en momentos en los que todos los clientes acceden a sus aparatos eléctricos a la vez.
- La dependencia energética de países externos, no hace otra cosa sino incrementar la inestabilidad del crecimiento del propio país, puesto que estos países podrían subir los costes e impedir la puesta en marcha de proyectos que podrían ser de gran utilidad para progresar internamente.
- En cuanto a la continuidad del servicio, aún existen ciertos casos en los que una interrupción supone pérdidas energéticas y económicas importantes, y es necesario el desplazamiento físico de técnicos para solucionar el problema.

Para ello, se vuelve indispensable la optimización de procesos reguladores, de manera que se pueda integrar de manera automática las acciones de cada elemento que está conectado a la red, y que beneficie tanto a los que generan la electricidad como a los que la consumen, para así garantizar un suministro seguro, económico y sostenible.

Así mismo, un sistema automático inteligente podría analizar la situación en tiempo real y establecer una respuesta rápida [26].

Para ello, las propuestas más destacables consisten, en primer lugar, superponer una capa de telecomunicación a la red eléctrica actual, y posteriormente, una capa de digitalización. La digitalización permitirá analizar todos los datos recogidos de una manera eficaz, mediante conceptos como Big Data, el cual consiste en el procesamiento de datos a gran escala que, sin un software adecuado, sería imposible de manejar, o como la ciberseguridad, que se hará indispensable para mantener a salvo los datos y prevenir ataques de otras entidades al sistema.

Así surge el concepto de las “Smart Grids” (Redes inteligentes).

- **Smart Grids**



Ilustración 12 Smart Grids. Enlace fuente: [Pincha aquí](#)

Una Smart Grid es una red de distribución o transporte de energía, que es capaz de entender, elaborar y usar información por sí misma, utilizando las nuevas tecnologías de la información.

Esta permite la comunicación entre el consumidor final y las compañías eléctricas. La información que proporcionan los consumidores se usa por las compañías para mejorar la eficiencia de su red. Mientras tanto, existe una reciprocidad por parte de las empresas distribuidoras, que utilizarán dicha información para mejorar el servicio al cliente y, de forma complementaria, la calidad de la energía suministrada.

Ejemplo práctico de la utilidad que puede tener esto para el consumidor, y que, como se ha mencionado en apartados anteriores, ya está puesto en marcha, es la incorporación de contadores inteligentes en cada punto de consumo, sobre todo en los domésticos, los cuales marcan el coste de la energía consumida en tiempo real.

Otra de las ventajas que pueden ofrecer las redes inteligentes, es el fomento del autoconsumo, y la integración doméstica y/o personal de energías renovables, permitiendo medir el coste del uso de un panel solar durante los picos de consumo.

Las energías renovables son un punto importante en el apartado de la eficiencia energética, puesto que se prevé un gran crecimiento, tanto en generación como en consumo de las mismas, en los próximos años. Por tanto, la incorporación de las energías renovables en la red de distribución es uno de los principales puntos a tratar en el modelo de Smart Grid.

También, en apartados posteriores, se verá como estas darán facilidades a la incorporación del vehículo eléctrico dentro del sistema, tema que será necesario tratar de manera obligatoria en un futuro, dada la inminente expansión de estos.

Ligado directamente a las Smart Grids, se puede encontrar el término de generación distribuida. El informe sobre la evaluación del potencial de eficiencia energética de la CNMC consta de un apartado específico sobre generación distribuida, como una medida a implantar en la red de distribución actual, no obstante, se ha tomado la decisión de incluir esta medida en nuevos desarrollos, ya que, si bien en la actualidad si está implantada en algunos niveles, aún no es una solución de la que se esté extrayendo todo el potencial, debido a que para ello se requieren ciertas tecnologías que aún no están lo suficientemente desarrolladas.

- **Generación distribuida**

La generación distribuida tiene múltiples definiciones, pero la que mejor encaja con lo que se busca de ella es: Generación de energía en puntos cercanos al consumo, como refuerzo de la energía suministrada por la distribución principal [27].

En otras palabras, la instalación de pequeños generadores que abastezcan de energía a los consumidores, o a la propia red en caso de fallo de la misma, de manera independiente.

Esto provoca una serie de ventajas y desventajas [28].

Las ventajas que la generación distribuida ofrece son:

- La confiabilidad¹ se ve aumentada, ya que los usuarios se podrían autoabastecer en caso de que exista algún contratiempo.
- Mejora en la calidad de energía producida, ya que se acercan los puntos de generación y consumo, ocasionando una disminución de la potencia reactiva (lo cual será un punto importante de este proyecto), y haciendo la tensión más estable ya que se reduciría la necesidad de la red de distribución.
- Reducción del número de interrupciones. Muy ligado a la confiabilidad, ya que se podría realimentar la red en caso de que esta sufra alguna caída, garantizando la continuidad de servicio, aspecto clave para el usuario.
- Al tener los puntos de generación y consumo muy cercanos, mejoramos la eficiencia ya que no se necesita una línea larga, lo cual aumentaría las pérdidas, y que además podemos usar los calores residuales² de generación térmica para usos termoeléctricos, usando de manera más eficiente los recursos energéticos.
- Aumentaría el uso de las energías renovables, ya que para satisfacer la demanda es necesario utilizar un almacenamiento adicional, dado que por sí sola estas no lo cubrirían. Dicho almacenamiento es proporcionado por la generación distribuida, la cual usa baterías de almacenamiento de energía.

- Flexibilidad en la generación. Podría usarse distinta tecnología en función de los precios de mercado, adaptándose a pequeñas cantidades si fuese necesario. Solo se necesitaría ir a una tienda a comprar un panel fotovoltaico o un equipo electrógeno.
- Oportunidad de negocio. Al no depender el usuario de las grandes empresas y los precios que estas dicten, puede generarse su propia electricidad y beneficiarse económicamente. Como hemos mencionado anteriormente, esto no es beneficioso a para la economía de las empresas, pero en el aspecto de la eficiencia energética es un apartado importante.
- Reducción de costes por una bajada de la demanda máxima en la red.
- Suministro en lugares en los que no llega la red convencional.
- Reducción de emisiones.

Las desventajas de la generación distribuida no se deben tanto a problemas explícitos de la misma, sino más bien a problemas subyacentes que no permiten que esta pueda desarrollarse adecuadamente.

- Como se mencionaba, a día de hoy hay carencias en la tecnología disponible para poder lidiar con lo que se pretende que sea la generación distribuida. Las investigaciones en progreso para encontrar esta tecnología son muy caras y no hay avances del todo significativos en muchos aspectos por ahora.
- Además, el hecho de que las redes de distribución sean principalmente radiales complica gravemente la situación, pues es necesaria la implementación de una red mallada o en anillo que permita la distribución en varias direcciones. Actualmente la red eléctrica es unidireccional, circulando solo del generador al consumidor.
- De cara al usuario, no sería en absoluto rentable el uso de dicha generación distribuida sin una subvención. Por lo que no es una solución sostenible, económicamente hablando.
- En adición a esto, el usuario no puede vender la energía producida sobrante, solo puede utilizarla para el autoconsumo, lo cual provoca un derroche de energía.

La CNMC se pronuncia al respecto [19]**, incluyendo la generación distribuida como una medida útil para disminuir las pérdidas.

En el informe, se recogen los recursos que cada empresa distribuidora de más de 100.000 clientes ha tomado al respecto:

Viesgo señala que su parque, principalmente eólico, de generación distribuida les permite acercar la generación a la demanda. Esto les permite conseguir que la red tenga unos flujos de energía más cambiantes, y no solo unidireccionales como se comentaba anteriormente.

Por otro lado, al acortar la distancia entre la generación y el consumo permite una reducción de las pérdidas técnicas, debido a la menor longitud del conductor, y por tanto, de su resistencia. No obstante, recomiendan establecer análisis de rentabilidad previos, realizando simulaciones para distintas situaciones que se pueden dar dentro de la red, ya que la instalación de generación distribuida puede modificar los niveles de tensión y la corriente en según qué zonas, con flujos de energía poco predecibles, sobre todo en redes malladas.

Del mismo modo que Viesgo, Hidrocantábrico cuenta con una gran cantidad de micro instalaciones de generación, las cuales llegan a los 500 MW de potencia. El inconveniente se encuentra en que dichas instalaciones no están cerca de los puntos de consumo, lo cual no reporta grandes beneficios en términos de reducción de pérdidas técnicas.

Hidrocantábrico se muestra favorable al Real Decreto 900/2015, el cual regula la actividad de autoconsumo, de manera que se puede organizar de manera óptima la generación distribuida.

De este modo, se puede concluir que la generación distribuida es un paso importante para mejorar la eficiencia de la red de distribución, pero no deja de ser una medida que aún está en vías de desarrollo.

Para efectuar esta evolución de manera adecuada, el Observatorio Industrial del Sector de la Electrónica, Tecnologías de la Información y Telecomunicaciones, propone un cambio gradual del sistema eléctrico [26]*.



Ilustración 13 Generación distribuida. Enlace fuente: [Pincha aquí](#)

5.2 Entorno socio-económico de las redes inteligentes.

La metodología usada para la evaluación económica de las Smart Grids busca cuantificar el impacto de la implementación de estas sobre el superávit social³. Esto incluye la evaluación de los costes y beneficios para cada una de las partes interesadas del sistema (generadores, distribuidores, consumidores, operadores...) sin tener en cuenta ni los mecanismos de incentivos o las restricciones regulatorias, ni la distribución de costes y beneficios ocasionados entre las partes interesadas.

La distribución del valor así medido entre las distintas partes interesadas refleja la escasez de oferta en relación con la demanda, su estructura de costos y mecanismos de incentivos cuando sean aplicables.

El superávit social creado por las Smart Grids se divide, de este modo, entre proveedores y beneficiarios, y no se traduce en ingresos para aquellos que promueven las soluciones. Analizar la distribución del valor entre las partes interesadas requeriría realizar hipótesis sobre la profundidad del valor potencial y sus costes, lo cual queda fuera del objetivo de este proyecto.

Los beneficios que las Smart Grids pueden ofrecer al sistema eléctrico son evaluados a través de todos los componentes de valor y plazos considerados (en el caso de las redes de distribución solo en los plazos considerados). Estos representan su contribución en el balance de oferta y demanda en diferentes escalas de tiempo y como impactan decisiones sobre la gestión y el tamaño de la red.

Las decisiones relativas a la infraestructura de la red de transmisión se basan en las compensaciones económicas entre el gasto en infraestructura (expansión o refuerzo de la red, mantenimiento) y el coste de la gestión de las restricciones de red (costos de redistribución). Los costos de gestión de restricciones de red están vinculados al gasto asignado a la infraestructura. Se reducen a medida que aumenta el gasto en infraestructura.

El enfoque de modelización propuesto dentro del contexto del plan Smart Grids implica la representación de este intercambio económico como una minimización global de costes, teniendo en cuenta los beneficios de soluciones de red inteligente que podrían ayudar a gestionar las restricciones de red o reducir el nivel de la incertidumbre asociada a estas limitaciones [29].

5.3 Medidas y conceptos de eficiencia energética para establecer la Red Inteligente

Un cambio drástico de la red actual a una red inteligente pondría en compromiso la seguridad de la misma. Por eso, la mejor manera de establecer la red inteligente es hacerlo de manera progresiva.

El crecimiento de la red inteligente irá ligado explícitamente a los avances tanto tecnológicos como regulatorios. Una regulación no acorde al avance que suponen estas redes pondría en entredicho la misma y retrasaría su expansión. Adicionalmente, se deberán establecer protocolos de seguridad a nivel de software para poder mantener a salvo la gran cantidad de información que se llegará a manejar.

Algunas de las medidas que han de tener en cuenta como parte de la red inteligente son las siguientes:

- **Emplazamiento de subestaciones**

Debido al problema existente para situar las subestaciones, a causa de la gran cantidad de población, se está estudiando integrarlas en el subsuelo de edificios, centros comerciales u otras construcciones.

De este modo se podría empezar a implementar capacidad de computación y automatización en estas y, por tanto, comunicarlas con otros dispositivos.

- **Automatización de la red de distribución**

Los sistemas de automatización usados actualmente constan de comunicaciones “peer to peer” (P2P)⁹, los cuales permiten tanto el intercambio de datos en distintos niveles entre sistemas, como la supervisión y control de distintos dispositivos.

El incremento en la generación de renovables hace necesaria una tecnología capaz de controlarla y protegerla. Esto queda reflejado tanto en la transmisión como en la distribución de estas energías.

Dado que se han de controlar varios niveles de tensión y que la electricidad que las energías renovables proporcionan es irregular, se ha producido un gran impacto en la protección y gestión de las subestaciones.

- **Contadores Inteligentes**

Como se puede ver en el marco regulatorio, debido a la Orden ITC/3860/2007, todas las empresas deberán cambiar los contadores inteligentes antes de 2019 para instalaciones superiores a 15 kV. Actualmente, ya se han sustituido una gran parte de estos, por lo que es una medida que ya se ha empezado a implantar.



Ilustración 14 Contador inteligente. Enlace fuente: [Pincha aquí](#)

Los contadores inteligentes son necesarios para poder obtener el control de la energía consumida o producida en tiempo real y llevar a cabo la discriminación horaria⁴, ya que el contador electromecánico no permite esas acciones y dificulta la tarea de las empresas.

La funcionalidad de estos contadores es la transmisión instantánea de información acerca de la energía consumida o producida, lo que supondrá una importante mejora para la gestión de la red.

Este podrá actuar sobre el sistema gracias al Interruptor de Control de Potencia (ICP) de la instalación, el cual funciona por un método sencillo de “on/off”, y que puede situarse en el mismo contador.

La mayor traba que existe hasta la fecha es que no todos los contadores inteligentes ya instalados cuentan con un acceso directo al consumidor, solo a las empresas distribuidoras, de modo que los usuarios que cuenten con estos contadores solo pueden gestionar su consumo introduciéndose en las páginas de las compañías.

Algunas empresas han elaborado aplicaciones para el móvil que permiten comprobar en tiempo real el gasto energético. La divulgación de la existencia de este tipo de aplicaciones puede ser un aspecto importante en la búsqueda de la sensibilización del usuario para una mejor gestión del consumo.

La optimización del sistema depende en gran parte del uso que den de este tipo de tecnologías los consumidores. Si el consumo se vuelve más eficiente y ahorrador, esto se puede traducir en una reducción de las pérdidas técnicas para las distribuidoras.

No obstante, a pesar de las carencias que aún tienen los contadores inteligentes, las empresas distribuidoras están obteniendo buenos resultados de los ya instalados.

Los contadores inteligentes ofrecen una mejora significativa para el control de la fiabilidad y seguridad del suministro de energía [30].

En la línea del ahorro y la eficiencia energética, también se pueden encontrar medidas aplicables para el consumidor.

- **Eficiencia y ahorro de energía del consumidor**

El ahorro de energía que puede proporcionar la automatización de algunos procesos, así como tomar algunas medidas de ahorro o eficiencia, podría derivarse en reducción de pérdidas técnicas para la red de distribución, además de una reducción del consumo de energía, de modo que, aumentaría directamente la economía y el desarrollo del país, de acuerdo a lo que dicta el Plan de Acción de Ahorro y Eficiencia Energética del IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía).

Según el libro “Conceptos de Ahorro y Eficiencia Energética: Evolución y Oportunidades” del Club Español de la Energía, España es uno de los países en los que menor relación hay entre la reducción del consumo energético y el aumento del PIB. La siguiente ilustración muestra el factor de relación entre la intensidad energética y el crecimiento del PIB. A mayor valor, mejor comportamiento.

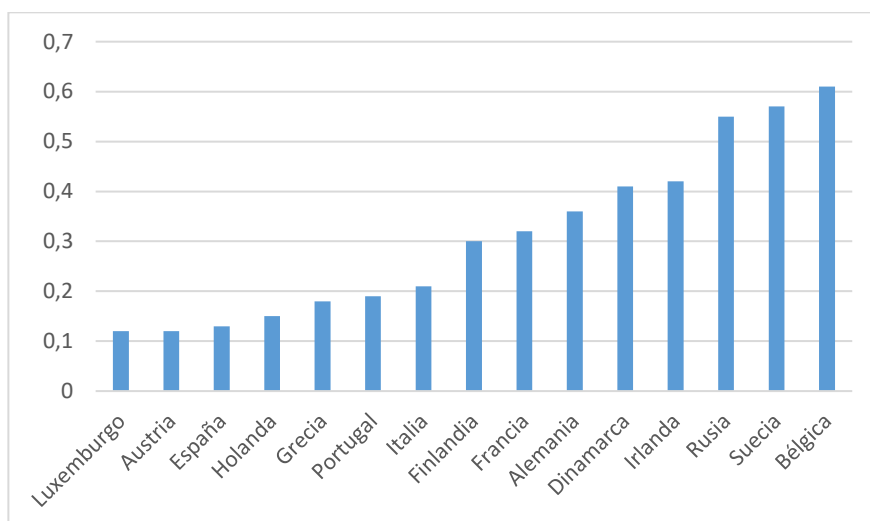


Ilustración 15 Coeficiente del crecimiento de la intensidad energética y el del PIB en la UE en 2015. Fuente: “Conceptos de Ahorro y Eficiencia Energética: Evolución y Oportunidades” del Club Español de la Energía a raíz de datos de Eurostat.

La propuesta del Instituto Español de la Energía es mejorar la tecnología acorde a las necesidades del país, así como establecer una política que favorezca la disociación de que un mayor consumo eléctrico implique un mayor PIB, lo cual es poco eficiente.

Si bien es cierto que el ahorro y la eficiencia energética doméstica y en centros de trabajo no estiman unas grandes disminuciones de pérdidas técnicas en la red de

distribución, además de que sería difícil calcular una reducción exacta en función de esta causa, sí que se puede optimizar la gestión de la demanda mediante la reducción de picos de consumo, dando lugar a un consumo más llano y predecible [31].

La mayoría de medidas de ahorro energético no suponen de ninguna inversión para el usuario. La diferencia respecto a las medidas de eficiencia energética, es que el ahorro energético si podría suponer un ligero empeoramiento de la calidad de vida o confort. Algunas de estas medidas de ahorro son:

- Activar el modo de ahorro energético en los aparatos.
- Aprovechar la luz natural cuando sea posible.
- Apagar dispositivos y luces cuando no sea necesario utilizarlos.

Por otro lado, las medidas de eficiencia energética no afectan a la calidad de vida o confort del consumidor, pero requieren de una inversión inicial que no todo el mundo puede estar en disposición de realizar, aunque en la mayoría de casos la inversión es justificable económicamente.

Entre las medidas destacadas que se pueden llevar a cabo, se encuentran:

- Cambiar las luminarias por otras LED, que como se comprobó en el análisis de rentabilidad, suele dar buenos resultados, sin que la inversión sea de un gran calibre, sobre todo a nivel doméstico.
- Cambiar los aparatos por otros de baja eficiencia. Esta medida queda sujeta a la longevidad de los aparatos ya instalados. Es recomendable en casos en los que dichos aparatos ya tienen un recorrido y se han quedado desfasados.
- Revestir con un aislante térmico el hogar o la oficina. Sin duda alguna, revestir una sala es una de las inversiones más caras que se pueden hacer, lo que dificulta su acceso a todo el mundo. Aun así, está dando grandes resultados ya que reduce drásticamente el uso de calefacción y aire acondicionado.
- Usar tarifas con discriminación horaria.
- Ajustar la potencia contratada a lo que realmente se consume.
- Usar un programador para activar las funciones climáticas del hogar con discriminación horaria.

Se reitera que este conjunto de medidas no supondría una gran disminución de pérdidas técnicas en la red de distribución eléctrica, pero si es útil para optimizar la gestión de la demanda.

Estas medidas son a día de hoy factibles para el consumidor. La razón de que se incluya en nuevos desarrollos es que forman parte del plan de futuro de entidades como el IDAE, y su ya mencionado Plan de Acción de Ahorro y Eficiencia Energética para 2020.

Todo lo que se ha mencionado hasta ahora de la red eléctrica en este proyecto ha sido dentro de una categoría física. No obstante, a la hora de entablar contacto con la red inteligente, es necesario implementar una digitalización que la lleve a un nivel de software. Para ello, hay dos temas que se deben tratar, la ciberseguridad y el Big Data.

- **Ciberseguridad**

Dado que todo pasaría a un nivel virtual, lo elemental sería establecer una base cibernética segura. Un estudio de la Universidad de Delft (Países Bajos) [32], garantiza que las vulnerabilidades de la red eléctrica serían muy numerosas.

Uno de los principales elementos de una red inteligente es que esté todo conectado a nivel de software.

Las bases de datos contendrían toda la información acerca del sistema, lo que significa que se volvería indispensable mantener la máxima seguridad del mismo, para así evitar ataques que pongan en compromiso toda la red de distribución. Toda la información es clave para una gestión óptima, por lo que se debe tener a salvo.

Por todo esto, se necesita invertir en expertos en ciberseguridad que protejan el sistema. Esto será de vital importancia para, de manera indirecta, tener una mejor eficiencia, ya que, si surgiese un ciberataque y no se pudiese detener, se podrían llegar a interrumpir todos los servicios de suministro.

Así, el éxito de la red inteligente viene dado en gran medida por la seguridad que se otorgue al sistema.

El *National Institute of Standards and Technology* (NIST) propone un ciclo básico de acciones para mantener a salvo la infraestructura.

En primer lugar, se deberá clasificar la información que se tiene del sistema, según la importancia y el riesgo que tenga para el mismo. Después se tendrán que seleccionar las bases de los controles de seguridad para posteriormente implementar dichos controles en la arquitectura de la red y configurarlos. Tras implementar el control correctamente, se debe comprobar la efectividad del mismo. Por último, se debe comprobar si el riesgo es aceptable para la empresa y de ser así, autorizar la operación. Una vez autorizada, se monitoriza la información y se rastrean cambios que puedan afectar al sistema de manera continuada.

Actualmente, se pueden encontrar varios grupos especializados en diversas áreas de las Smart Grids.

Algunos de estas áreas son: seguridad específica para los contadores inteligentes, análisis de vulnerabilidad, investigación y desarrollo, encriptación de información y algoritmos o pruebas y certificaciones [32]*.

- **Big Data**

El Big Data consiste en el análisis de grandes cantidades de datos que, sin un software preparado, sería imposible controlar.



Ilustración 16 Big Data. Enlace fuente: [Pincha aquí](#)

Se usa en un gran número de ámbitos, como medicina, negocios, biología, ingeniería... Para el caso de las redes eléctricas, el Big Data va enfocado a analizar los datos recogidos por los contadores inteligentes, los cuales realizan 12 lecturas de datos cada 15 minutos, proporcionando una cantidad de información que sería muy difícil controlar de manera manual.

Gracias al Big Data, se pueden establecer análisis predictivos, permitiendo optimizar procesos, la gestión de la demanda y el consumo energético [33].

Iberdrola ha comenzado a colaborar con Ibermática para poder gestionar adecuadamente la gran cantidad de datos que se generan cada hora en sus redes de distribución. Cada día se analizan 240 millones de registros.

Con esta colaboración se pretende mejorar la eficiencia del almacén de las curvas de carga, procedentes de los contadores inteligentes ya instalados. Este almacén contiene un gran número de datos, y analizando dichas curvas de carga se puede evaluar, controlar y planificar con mayor calidad el consumo de energía, permitiendo una reducción de las pérdidas técnicas, las emisiones contaminantes y los costes energéticos.

Esto es posible gracias a la plataforma ORACLE-EXADATA, la cual ofrece unos grandes rendimientos a la hora de procesar datos, y que es capaz de cumplir con las exigencias del proyecto. La compañía TIC ha sido la encargada de realizar la arquitectura de la aplicación, cumpliendo con los criterios de seguridad necesarios.

Iberdrola dispone de cuadros de mando para operar la información recogida y procesada, de modo que pueda mejorar el negocio.

Este es un sistema escalable, lo que quiere decir que, ante una expansión de la red, se puede adaptar perfectamente a las circunstancias sin perder nivel de rendimiento.

Esta medida ha posicionado a Iberdrola como una de las empresas de distribución de energía a la cabeza en España en la expansión de las redes de eléctricas inteligentes [34].

- **Energías Renovables**

Las energías renovables pueden constituir uno de los temas más importantes a tratar de cara a la mejora de la eficiencia energética de la red de distribución en el futuro.

Las energías renovables más empleadas son la eólica y la solar. Ambas trabajan, habitualmente, de forma complementaria entre sí, ya que no son fuentes que proporcionen energía de manera continuada, lo cual es una de las principales debilidades de este tipo de energías.

El incremento de la utilización de energías renovables tiene un impacto notable en las centrales eléctricas tradicionales. Los costes variables de las energías renovables son mínimos, lo que implica una reducción gradual del uso de las centrales tradicionales de energía.

No obstante, dado que las energías renovables son impredecibles en muchos casos, no es posible sustentar el sistema eléctrico únicamente con éstas. Hasta ahora, la mayor fuerza de suministro eléctrico en España la constituyen las energías convencionales, siendo las renovables complementarias.

Lo que se está estudiando, por tanto, además de haberse realizado varios proyectos al respecto, tanto a escala nacional como internacional, como se verá en su respectivo apartado, es la integración gradual de las energías renovables en la red de distribución.

Se prevé que la red eléctrica cada vez exigirá una mayor flexibilidad ante los cambios bruscos de carga, lo que implicaría necesariamente la integración de la generación distribuida. Se espera que las energías renovables jueguen un rol clave dentro de este apartado.

La respuesta rápida ante un cambio de demanda puede ser determinante para evitar pérdidas innecesarias de energía. Las energías renovables ofrecen una buena respuesta para cambios de demanda que requieran soluciones rápidas [35].

Dominio de tiempos	Tarea	Soluciones clásicas	Nuevas soluciones para el futuro
<30 s	Reserva instantánea, equilibrado de variaciones a corto plazo	<ul style="list-style-type: none"> Masa giratoria de las centrales eléctricas 	<ul style="list-style-type: none"> Almacenamiento en baterías Fuentes de energía renovable y gestión de carga pueden también contribuir
<15 min	Reserva en minutos, equilibrado de variaciones a corto plazo	<ul style="list-style-type: none"> Centrales hidráulicas Centrales eléctricas en la red Centrales eléctricas de arranque rápido 	<ul style="list-style-type: none"> Gestión de cargas Almacenamiento en baterías
1-3 d	Equilibrado de las variaciones durante el día de la carga residual	<ul style="list-style-type: none"> Almacenamiento por bombeo Centrales eléctricas (almacenamiento de combustible) 	<ul style="list-style-type: none"> Almacenamiento por bombeo Gestión de carga (aplicaciones seleccionadas)
De semanas a meses	Equilibrado de las variaciones anuales de la carga residual	<ul style="list-style-type: none"> Centrales eléctricas (almacenamiento de combustible) Embalse de agua (caudal afluente natural) 	<ul style="list-style-type: none"> Embalse de agua (caudal afluente natural) Expansión de sistema eléctrico interconectado

Ilustración 17 Tiempo de respuesta de distintas fuentes. Enlace fuente: [Pincha aquí](#)

La integración de las energías renovables supone un decrecimiento de la dependencia energética exterior, tal y como se ha demostrado con el funcionamiento de CECRE (Centro de Control de Energías Renovables) de Red Eléctrica de España. La principal propuesta de CECRE es la de predecir el funcionamiento de las energías renovables de modo que incorporarlas a la red eléctrica sea seguro, sin riesgo de interrupciones de servicio.

De cara a la orden Orden ITC/3860/2007, por la cual España deberá tener un consumo del 20% de energías limpias en el año 2020, se puede concluir que a día de hoy aún falta trabajo por hacer. Si bien la generación de energías renovables en 2015, según el informe estadístico del IDAE, fue de 34,6% (un 5% menor que en 2014), el consumo de renovables como energía primaria se quedó en un 13,9% (1,1% menos que en 2014), y según Eurostat, la energía total de fuentes limpias en 2015 en España fue del 16,5%, 3 puntos y medio alejado del objetivo final de 2020.

Para conseguir una mayor integración de las renovables dentro de la red, se vuelve indispensable que exista una política que apueste firmemente por ello. En este apartado, se encuentra el Plan de Ahorro Nacional de Energías Renovables (PANER), con un período de acción de 2011 a 2020, y cuyo objetivo es llegar al 20% fijado por el marco europeo en fuentes renovables.

En el PANER se fijan las medidas a tomar para cumplir dicho requisito. El programa incluye:

- Procedimientos administrativos
- Especificaciones técnicas
- Plan para edificios
- Certificaciones de los instaladores
- Gestión de la red eléctrica
- Desarrollo de unas infraestructuras adecuadas
- Integración del biogás

Como se puede apreciar en la *Ilustración 12*, otra solución que ofrece una gran respuesta ante una variación rápida de demanda, además de ser vital en la mejora de la

eficiencia energética de la red de distribución, es el almacenamiento de energía, tema a tratar en el siguiente apartado.

- **Almacenamiento de energía**

Disponer de la energía requerida en el momento deseado permite aumentar notablemente la eficiencia de la red eléctrica. Mediante el almacenamiento de energía, se puede recurrir a ésta cuando la demanda lo requiera, lo que convierte esta medida en una de las más investigadas de cara a la mejorar de la eficiencia de la red de distribución.

Entre las aplicaciones que se busca con la mejora de los métodos de almacenamiento de energía, se pueden encontrar:

- Almacenamiento distribuido, de modo que se pueda cubrir la demanda en puntos concretos en caso de que falle el suministro principal.
- Mayor suministro para el vehículo eléctrico, ya que se prevé que el número de estos vaya en aumento, de modo que la red eléctrica debe estar preparada para la revolución que supondrán los puntos de recarga.
- Mayor control y fiabilidad en el suministro.

Las baterías que mejores resultados están dando hasta ahora son las de ion-litio. No obstante, Endesa ha hecho simulaciones con otro tipo de baterías también, tales como baterías de flujo de Vanadio o baterías Zebra. También se están investigando las pilas de hidrógeno, aunque aún quedan lejos de alcanzar la efectividad de las baterías de ion-litio.

Las tradicionales son de plomo-ácido, pero tienen grandes desventajas respecto a las mencionadas de ion-litio. Necesitan unas mayores dimensiones y no son adaptables a un sistema SCADA, por lo que no pueden ser supervisadas a distancia.

Si bien existe un progreso real en la instalación de baterías que sean eficaces a pequeña escala, la expansión de la red inteligente exigirá una mejora considerable en la calidad de almacenamiento de las baterías.

Son varias las empresas tecnológicas que cooperan con las principales empresas distribuidoras a nivel europeo. En Francia, RTE ha instalado baterías de ion-litio, fabricadas por Saft, en sus subestaciones.

A la hora de almacenar la energía, se vuelven claves dos factores, por encima de la variación de la velocidad de consumo:

- El tiempo de almacenamiento.
- Densidad energética.

Para poder satisfacer la expansión de las fuentes renovables, así como de combustibles fósiles, es necesario que se desarrolle un almacenamiento energético eficaz y económico, que permita una gran flexibilidad a la hora de operar sobre ellos, y que pueda ubicarse en los sitios deseados sin plantear problemas.

- **Vehículo eléctrico**

Muy ligado al almacenamiento de la energía, se encuentra el vehículo eléctrico. Ante la previsión de una expansión masiva del vehículo eléctrico dentro del sistema, la red de distribución eléctrica deberá estar preparada para el impacto que este pueda causar. Los puntos de recarga deberán ser cada vez más numerosos para poder satisfacer la demanda de los usuarios, lo cual lleva a las empresas a la necesidad de seguir un plan de acción para poder hacer frente a esto.

Será importante desarrollar un almacenamiento de energía de suficiente calidad para optimizar la integración del vehículo eléctrico. Esto permitirá que se reduzca la cantidad de recargas directas desde la red de distribución.

Los estudios realizados indican que, según la zona geográfica, la franja horaria, y la época del año, la demanda de recarga del vehículo eléctrico variará considerablemente.

Esto hace necesario realizar simulaciones de precisión, con el fin de gestionar óptimamente la demanda. Como se comprobará en el apartado de proyectos, ya se han realizado simulaciones para este fin.

Tomando como ejemplo el área metropolitana de Barcelona, región pionera en la implantación del vehículo eléctrico en España, se obtienen las siguientes curvas de movimiento, en función del tipo de desplazamiento:

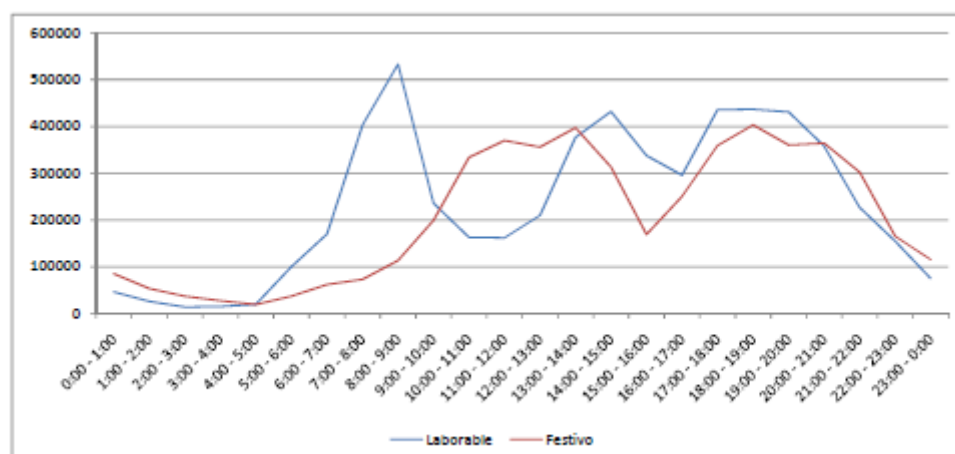


Ilustración 18 Curva de movimiento de miles de desplazamientos. Fuente: PFC "El impacto del vehículo eléctrico en la red de distribución".

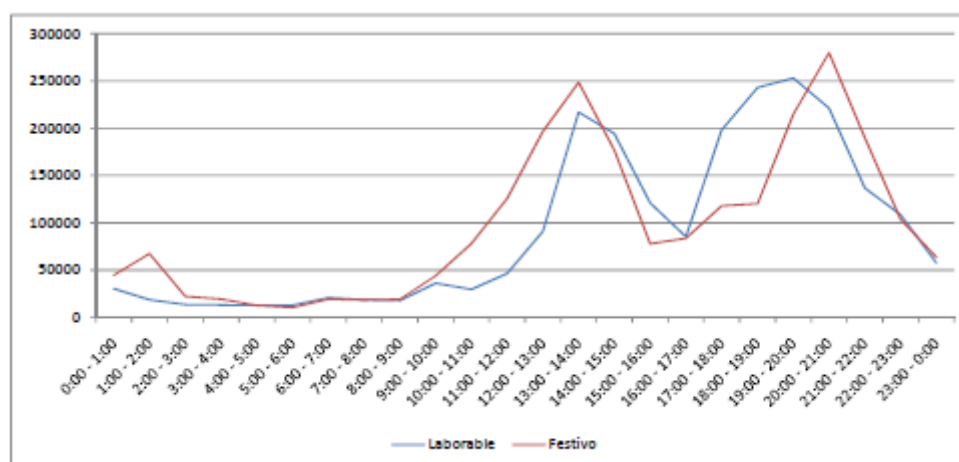


Ilustración 19 Curva de movimiento para la vuelta a casa de miles de desplazamientos. Fuente: PFC "El impacto del vehículo eléctrico en la red de distribución".

Como se puede observar, la movilidad es muy diferente en ambos casos, corroborando la necesidad de analizar adecuadamente cada situación.

6. Proyectos

En este apartado se verán algunos proyectos tanto nacionales como internacionales para mejorar la eficiencia energética de las redes de distribución. En su web, Unión Fenosa hace una recopilación de los más importantes. En ellos se puede apreciar que las nuevas tecnologías están muy presentes a la hora de intentar mejorar la red eléctrica, y se realizan colaboraciones para desarrollarlas de modo que salgan ganando todas las partes.

6.1 Proyectos nacionales

Dentro del ámbito nacional hay numerosos proyectos destinados a mejorar la eficiencia energética de la red de distribución. En este documento se contemplarán los más destacados, realizados por las grandes empresas distribuidoras del país.

- **RedACTIVA**

El proyecto RedACTIVA tiene como objetivo automatizar la red de distribución mediante el desarrollo de nuevas tecnologías que logren automatizar todos los procesos. De este modo se podrán añadir nuevas funcionalidades a los equipos ya existentes, y mejorar la calidad de servicio hacia el consumidor.

Algunas de los problemas que se desean solventar son los siguientes:

- Evadir el fenómeno del funcionamiento en isla¹¹ que se da en la generación distribuida.
- Reducir el fenómeno de ferorresonancia de la red eléctrica.
- Producir sensores de tensión y corriente que proporcionen información de la red en tiempo real de manera precisa.
- Construir algoritmos para encontrar fallos en los componentes de las líneas eléctricas.
- Realizar predicciones en la red para mejorar la gestión de la misma, así como mejorar la longevidad de los equipos y los costes de mantenimiento y sustitución de elementos.
- Probar los desarrollos en modelos a escala, para así encontrar el mejor modo de funcionamiento de los nuevos sistemas y conseguir un mejor acceso al mercado.

Este proyecto, además de perseguir los objetivos ya nombrados, a día de hoy ya ha conseguido los siguientes logros:

- Mejorar la automatización de la red eléctrica, acortando los tiempos de inspección y los costes.
- Mejor nivel de servicio ya que al acortar costes se logran más inspecciones.
- Mayor seguridad en las inspecciones al suprimir el fenómeno de funcionamiento en isla.

Este proyecto ha sido liderado por Unión Fenosa, y respaldado por 3 empresas encargadas de la tecnología, que son Viesgo, Ingeteam y Ormazabal, y 3 centros, Circe, la Universidad de Cantabria e Ikerlan.

La duración del mismo es de junio de 2015 hasta mayo de 2018, y consta de un presupuesto de 3,5 millones de euros. La financiación corre de parte del Ministerio de Economía y Competitividad (MINECO), como parte de la convocatoria RETOS 2015, que a su vez está en el Programa Nacional de Cooperación Público-Privada, y por otro lado, del Fondo Europeo de Desarrollo Regional.

- **RedNA**

Este proyecto pretendía, mediante nuevas tecnologías, optimizar la red de media tensión con neutros aislado y resonante. Estas configuraciones son usadas por Unión Fenosa y E. ON Distribución, de forma que se mejora el nivel del suministro de energía y se permite automatizar la red de manera que los costes no sean elevados.

Los objetivos de este proyecto eran los siguientes:

- Averiguar los algoritmos para detectar fallos y pasos de faltas en redes con neutro aislado.
- Adecuar los dispositivos para poder implementar los algoritmos.
- Conseguir aplicar los equipos de medida sincronizada de magnitudes eléctricas (sincrofasores), en la red.

Habiendo conseguido los siguientes logros:

- Incrementar el nivel del suministro de energía en la red de distribución, tanto de neutro aislado como de neutro resonante, gracias a la reducción del tiempo de respuesta ante un fallo de la red.
- Disminuir las consecuencias ante cualquier problema en la red de media tensión.

Este proyecto es liderado por Unión Fenosa y E.ON Distribución. Cuentan con 4 empresas tecnológicas; ZIV Grid, ZIV Communications, Ingeteam Technology, General Electric, y 2 centros, el Instituto Tecnológico de la Energía (ITE) y la Universidad de Sevilla.

La duración del mismo fue de mayo de 2011 hasta abril de 2015, y constó de un presupuesto de 4,5 millones de euros. La financiación corre de parte del Ministerio de Economía y Competitividad (MINECO), como parte de la convocatoria INNPACTO 2011, que a su vez está en el Programa Nacional de Cooperación Público-Privada.

- **SEPS: Sistema Experto de Probabilidad y Severidad de incidentes en la red**

SEPS fue un proyecto de investigación, desarrollo e innovación, que buscaba calcular la probabilidad de que sucediera algún incidente o alguna restricción en la red de distribución, y a raíz de él, las consecuencias que esto tendría.

Para ello se basa en previsiones meteorológicas, información de datos recogidos de la red eléctrica y previsiones de demanda y generación.

Los objetivos marcados en este proyecto fueron:

- Averiguar cuáles son los efectos meteorológicos que más afectan a las redes de distribución.
- Elaborar modelos de previsión para la demanda y para la generación que sean seguros.
- Elaborar un programa para recoger la información que proporcionen las fuentes, para así analizarla.
- Convertir todos los datos recogidos en uno solo que muestre la probabilidad de que haya algún problema en la red.
- Saber con mayor certeza la gravedad y las consecuencias que en caso de que haya un problema en la red de distribución.

- Construir un gráfico que marque los problemas y riesgos que haya en la red según su localización geográfica.

Los mayores logros que se lograron con este proyecto fueron:

- Aumentar el nivel de suministro.
- Disminuir el efecto de los problemas y las restricciones de la red eléctrica en términos sociales y mediáticos.
- Una mejora significativa en la eficiencia a la hora de gestionar recursos.

El líder del proyecto fue Unión Fenosa, contando con el respaldo de empresas como SCIEN Analytics, Telvent y Aplicaciones en Informática Avanzada (AIA), y de centros como la Universidad Carlos III de Madrid, la Universidad de Zaragoza y la Universidad de Girona.

La duración del proyecto fue de julio de 2012 hasta marzo de 2015, y tuvo un presupuesto de 1,5 millones de euros. La financiación corre de parte del Ministerio de Economía y Competitividad (MINECO), como parte de la convocatoria INNPACTO 2012, que a su vez está en el Programa Nacional de Cooperación Público-Privada.

- **Cascada: Cambiador de tomas en carga para redes de distribución activa de energía**

El proyecto Cascada consistió en la elaboración de un prototipo de regulador automático de tensión mediante la electrónica de potencia, de modo que este pueda integrarse tanto en los ya existentes como en los nuevos transformadores de distribución, siendo el coste inferior al 20% al del transformador.

Las 3 labores que llevó a cabo dicho proyecto son: Estudio de los semiconductores cerámicos, el diseño de un dispositivo tiristor IGBT/GTO¹³ que satisfaga los requerimientos y no muy costoso, para integrarlo en transformadores de media tensión, y construir un prototipo y validación de este dispositivo.

Se propuso que el producto pudiese comercializarse en el corto plazo y ser usado por Unión Fenosa en sus transformadores de distribución.

Se consiguieron varios logros:

- Una mejora en la automatización de la red de distribución.
- Implementar recursos energéticos distribuidos.
- Exitosos resultados del prototipo de baja tensión en tiristores comerciales.
- Elaboración de aparatos electrónicos útiles para el prototipo.

En el proyecto se usaron tecnologías como tiristores IGBT y MOS, transformadores de distribución, celdas, sensores de corriente y tensión, y telecomunicación.

El consorcio de este proyecto fue liderado por INAEL Electrical Systems, y además lo conformaban Unión Fenosa, el Instituto de Microelectrónica de Barcelona y Centro Nacional de Microelectrónica, y las Universidades de Las Palmas de Gran Canaria y de Sevilla.

Dicho proyecto formó parte del subprograma INNPACTO IPT 2010, financiado por el Ministerio de Economía y Competitividad y cofinanciado por FEDER.

- **PRICE: Proyecto Conjunto de Redes Inteligentes en el Corredor del Henares.**

PRICE fue un ambicioso proyecto en el que se trató de la eficacia de las redes de distribución inteligentes en la zona del Corredor del Henares, por parte de Unión Fenosa e Iberdrola.

Se pueden encontrar 4 líneas de actuación bien diferenciadas dentro del proyecto PRICE:

- PRICE-RED. Encargada de construir una plataforma para supervisar y automatizar la red de distribución.
- PRICE-GEN. Que se ocupó de elaborar concentradores de la medida en los CT (Centros de Transformación), de modo que se mejore la gestión de la red y se puedan reducir las pérdidas técnicas.
- PRICE-GDE. Construir un sistema que monitorizase eficientemente el consumo de los usuarios, gracias a dispositivos de control, como contadores o electrodomésticos inteligentes, además de implantar puntos de recarga para vehículos eléctricos.

Los objetivos de PRICE, proyecto con un presupuesto de 34 millones de euros, y financiado por el Ministerio de Economía y Competitividad y fondos FEDER, eran los siguientes:

- Optimizar las operaciones de red con las Smart Grids.
- Integrar en el sistema la generación distribuida y las energías renovables.
- Promover la mayor utilización de los vehículos eléctricos ampliando los puntos de carga.
- Dar a las comercializadoras la libertad de ofrecer más servicios a los clientes.

Gracias a este proyecto se instalaron contadores inteligentes, y los clientes ahora pueden modificar la potencia contratada para ajustarla a su perfil óptimo de consumo. Además, la fiabilidad del suministro de energía es mucho mayor, así como la calidad del servicio.

Por otro lado, se ha incrementado el número de clientes que forman parte del mercado eléctrico, como parte de la generación y del consumo.

En el aspecto de la comunicación se usaron concentradores PLC PRIME, tanto para los Centros de Transformación como para los contadores inteligentes.

Se han instalado más de 200.000 contadores inteligentes, beneficiando a más de medio millón de personas, gracias a este proyecto que se extendió desde 2011 hasta 2015.

Participaron 24 socios, entre los cuales lideraban Unión Fenosa, Iberdrola y Red Eléctrica de España.

Referencia de los proyectos de eficiencia energética en la red de distribución eléctrica nacional [36].

6.2 Proyectos internacionales

- **IDE4L.**

IDE4L fue un proyecto colaborativo entre diversas empresas europeas, creado con el fin de mejorar la automatización de las redes de distribución, así como explotar la generación distribuida.

Los principales objetivos del proyecto fueron:

- Monitorizar la red de distribución.
- Poder comprobar en tiempo real el estado de la red.
- Establecer predicciones de estado y carga de la red.
- Poder controlar la tensión para disminuir las pérdidas técnicas.

A su vez, el proyecto constó de 3 áreas diferenciadas:

- Analizar y elaborar una arquitectura automatizada para la red de distribución, especificando los casos de uso en tres bloques: control, negocio y monitorización.
- Simulaciones para comprobar el alcance y rendimiento de los algoritmos empleados con los KPIs (“key performance indicators” o indicadores clave de rendimiento).
- Conclusiones tras el análisis de los resultados obtenidos.

Con este proyecto Unión Fenosa pudo obtener un mejor posicionamiento dentro de la Comisión Europea.

El consorcio estuvo conformado por las siguientes empresas a nivel europeo:

Unión Fenosa (España), Ostkraft (Dinamarca) y A2A (Italia) como empresas distribuidoras de energía y líderes de este proyecto.

Telvent Energía SA (España) como fabricante de componentes y equipos.

Universidad de Tampere (Finlandia) como entidad investigadora y coordinadora del proyecto, Universidad Técnica de Dinamarca, Universidad de Aachen (Alemania), Universidad Carlos III de Madrid (España), Universidad de Estocolmo (Suecia), IREC (España) y Dansk Energy (Dinamarca), como entidades investigadoras.

Fue subvencionado por el programa marco FP7, extendiéndose desde 2013 hasta 2016.

Fuente: <http://ide4l.eu/project/>

- **HiPerDNO: Desarrollo tecnológico computacional de alto rendimiento para redes inteligentes de distribución**

HiPerDNO se mueve en 4 áreas, en las cuales desarrolla su actividad:

- Elaborar algoritmos innovadores
- Simulaciones con redes 3G de Big Data
- Selección de plataformas HPC (alto desarrollo computacional)
- Implementación en las redes de distribución de varios países europeos de los algoritmos elaborados.

El principal objeto del proyecto es desarrollar aplicaciones para las redes media tensión y realizar pruebas de comparación de las plataformas HPC para distintos estados de la red eléctrica.

Entre los beneficios que se busca conseguir se encuentran:

- Obtener un algoritmo para reponer el servicio en caso de fallo de las redes de media tensión usando tecnologías HPC.
- Estudiar con minería de datos las ventajas del dimensionado óptimo de retenes frente a la ciclogénesis explosiva.
- Evaluar algoritmos de pronóstico de estado de redes de media tensión en sistemas SCADA.
- Desarrollar equipos para prevenir las descargas parciales, de modo que se mejore la planificación de aquellos elementos de la red que se deseen supervisar y sustituir.

Además, se han integrado un algoritmo para minimizar la energía no suministrada en diversas herramientas de operación.

Las tecnologías usadas en este proyecto son; algoritmos genéticos, OpenMP, Culsters de ordenadores, minería de datos o OpenMPI.

Por otro lado, se ha incorporado un nuevo módulo para la tarea de reposición en la herramienta Seplo.

El líder del consorcio es la Universidad Brunel. Además, en el proyecto participan las empresas; Unión Fenosa (España), Indra (España), GTD (España), EDF R&D (Francia), IBM Haifa (Israel), Oxford University (Reino Unido), United Kingdom Power (Reino Unido), Korona (Alemania), Elektro Gorenjska (Polonia), Fraunhofer IWES (Alemania).

- **Smart Metering**

Smart Metering es un proyecto de apoyo para estudiar y utilizar las soluciones aplicadas de medición inteligente en varios países europeos. Con la información obtenida de los contadores de 8 países de Europa se podrá comprobar la efectividad de sus diseños para su implantación en la red de distribución.

Las áreas de ejecución de este proyecto son:

- Obtención de datos de los proyectos.
- Análisis cruzado de los sistemas de teledistribución.
- Promoción de la instalación de contadores inteligentes.

El principal objetivo de Smart Metering es, en función de las conclusiones obtenidas de distintos casos europeos de instalación de contadores inteligentes, adoptar la tecnología necesaria, así como construir un marco regulatorio acorde para optimizar las redes de distribución de varios países europeos.

Para Unión Fenosa este proyecto tiene un gran valor debido a la magnitud del mismo. En él están integradas 15 operadores de distribución de energía, participando activamente en la asociación europea EDSO4SG (European Distribution System Operators For Smart Grids).

Este proyecto, además de aportar la experiencia que se recogió de las demos SCALA y PRICE, tiene el propósito de servir como índice para otros proyectos posteriores del ámbito de la telemedida inteligente.

El líder del consorcio es la asociación europea EDSO4SG, en el cual participa Gas Natural Fenosa. Además, está integrada por empresas como CEIT (Austria), EnergyLab (Italia), RSE SPA (Italia), ZABALA (España).

- **DISCERN: Distributed Intelligence for Cost-effective and Reliable Solutions**

Este proyecto tiene el propósito de crear indicadores de eficiencia que determinen el nivel adquirido con las soluciones de las redes inteligentes. De este modo es más sencillo saber cuál es el nivel necesario que debe tener la red de distribución.

DISCERN se basa en analizar 5 proyectos demos de diversas empresas de distribución europeas. Dichos proyectos están relacionados con automatizar la red de distribución.

Las 3 líneas de actuación de DISCERN son:

- Validar proyectos demos y analizar las soluciones mediante los casos de uso de estos proyectos.
- Simulación de proyectos para comprobar el rendimiento mediante KPIs.
- Identificación de soluciones teniendo en cuenta el coste.

Unión Fenosa se basa en la demo PRICE para aportar cosas al proyecto, tales como:

- Supervisar la red de media tensión, así como configurarla con celdas telecontroladas.
- Analizar la calidad de la subestación y su suministro a la red de baja tensión, empleando señales y alarmas.
- Instalar concentradores físicos y virtuales para recoger medidas.

A cambio, las distribuidoras españolas involucradas en este proyecto (Unión Fenosa e Iberdrola), obtendrán algunos beneficios:

- Mayor conocimiento en las Smart Grids.

- Obtención de experiencias de las demás empresas de distribución de energía europeas.
- Mayor influencia en la Comisión Europea.

Este proyecto está integrado por las siguientes empresas:

- Distribuidoras de energía: Unión Fenosa (España), Iberdrola (España), SSE (UK), Vattenfall (Suecia) y RWE (Alemania).
- Tecnológicas y consultorías: ZIV Communications (España), Offis (Alemania), KEMA (Alemania), ABB (Suecia).
- Investigadoras: Universidad de Estocolmo (Suecia) y CIRCE (España).

Referencia de los proyectos de mejora de la eficiencia energética en redes de distribución internacionales [37].

6.3 Conclusión de los proyectos

Como se puede comprobar, los proyectos realizados en esta década comparten bastantes similitudes. Para llevar a cabo los proyectos existen unas pautas básicas que se repiten.

- Análisis de problemas existentes en el sistema.
- Análisis y extracción de datos de proyectos similares ya existentes, o demos previamente elaboradas.
- Elaboración de algoritmos para mejorar el sistema y automatizarlo.
- Simulación y pruebas de las soluciones halladas.
- Propuestas para nuevas mejoras.

Los resultados de los proyectos estudiados en este documento han sido muy beneficiosos para la red de distribución española, ya que se han podido incorporar un gran número de soluciones establecidas en otros países, acelerando así el proceso de optimización de la red.

La internacionalización de las empresas españolas, así como un mejor posicionamiento dentro de la Comisión Europea, hacen que se abran puertas de cara a nuevas colaboraciones en un futuro. Esto es un paso importante para seguir mejorando la red de distribución en España.

En todos ellos se ha visto una mejora de la eficiencia energética de la red de distribución, por lo que han sido proyectos de relevancia directa para el contenido de este trabajo.

De ellos se ha podido sacar conclusiones acerca de cómo proceden proyectos tanto nacionales como internacionales, viendo los costes que pueden llegar a tener, así como los beneficios que pueden reportar.

En el apartado de anexos, se añaden otros proyectos de interés que no afectan de una manera tan directa a la eficiencia energética de la red de distribución eléctrica.

7. PRESUPUESTO

PRESUPUESTO DEL PROYECTO						
1. AUTOR		ADRIÁN ACERO GONZÁLEZ				
2. DEPARTAMENTO		INGENIERÍA ELÉCTRICA				
3. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO						
	TÍTULO:		EFICIENCIA ENERGÉTICA EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN			
	DURACIÓN:		6 MESES			
4. DESGLOSE PRESUPUESTARIO						
PERSONAL						
NOMBRE Y APELLIDOS	CATEGORÍA	DEDICACIÓN		HORAS TOTALES	COSTE MES	TOTAL
		HORAS/DÍA	DÍAS		€/HORA	EUROS
ADRIÁN ACERO GONZÁLEZ	INGENIERO JUNIOR	3	133	400	15	6.000,00
					TOTAL	6.000,00
EQUIPOS Y SERVICIO						
DESCRIPCIÓN		COSTE (€)	% USO	MESES DE USO	AMORTIZACIÓN	COSTE (€)
ORDENADOR PERSONAL		630 €	100	6	-	630
CONEXIÓN INTERNET		30 €/MES	100	6	-	180
					TOTAL	810
5. RESUMEN DE COSTES						
DESCRIPCIÓN		COSTES TOTALES				
PERSONAL		6.000,00 €				
EQUIPOS Y SERVICIOS		810 €				
TOTAL		6.810,00 €				

Ilustración 21 Coste por realización del TFG

8. Cronograma de actividades

CONTENIDO	ACTIVIDADES	SEMANAS																									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
INTRODUCCIÓN, SISTEMA ELÉCTRICO Y MARCO REGULATORIO	BUSQUEDA																										
	ANÁLISIS																										
	CONSTRUCCIÓN																										
	CORRECCIÓN																										
ELEMENTOS OPERABLES Y TIPOS DE PÉRDIDAS	BUSQUEDA																										
	ANÁLISIS																										
	CONSTRUCCIÓN																										
	CORRECCIÓN																										
MEDIDAS DE EFICIENCIA ENERGÉTICA ACTUALES	BUSQUEDA																										
	ANÁLISIS																										
	CONSTRUCCIÓN																										
	CORRECCIÓN																										
MEDIDAS DE EFICIENCIA ENERGÉTICA PARA NUEVOS DESARROLLOS	BUSQUEDA																										
	ANÁLISIS																										
	CONSTRUCCIÓN																										
	CORRECCIÓN																										
ANÁLISIS DE RENTABILIDAD	BUSQUEDA																										
	ANÁLISIS																										
	CONSTRUCCIÓN																										
	CORRECCIÓN																										
PROYECTOS	BUSQUEDA																										
	ANÁLISIS																										
	CONSTRUCCIÓN																										
	CORRECCIÓN																										
CONCLUSIONES	BUSQUEDA																										
	ANÁLISIS																										
	CONSTRUCCIÓN																										
	CORRECCIÓN																										
DESARROLLO DE LA MEMORIA	BUSQUEDA																										
	ANÁLISIS																										
	CONSTRUCCIÓN																										
	CORRECCIÓN																										

Ilustración 22 Cronograma de actividades del TFG

9. Conclusiones

Las conclusiones se dividirán en dos apartados, el primero constará de las conclusiones técnicas acerca de este proyecto. El segundo incluirá las conclusiones personales obtenidas de la realización del TFG.

Conclusiones técnicas

El objetivo de conocer en mayor profundidad las medidas de eficiencia energética existentes en la red de distribución, se ha cumplido. Se ha visto que medida se debe aplicar según cada caso, y se ha comprendido que ésta siempre queda supeditada a un estudio técnico-económico previo, que hará que no siempre sea posible realizar una solución para mejorar la eficiencia en la red.

Esto se ha conseguido tanto para medidas aplicables en la actualidad, como para aquellas que se vayan a realizar con los nuevos desarrollos.

Por otro lado, se ha logrado realizar con éxito 3 análisis de rentabilidad económica, en los que se ha podido observar cómo, en tales casos, se daría luz verde a proceder con la medida para mejorar la eficiencia energética de la red de distribución.

Se ha logrado realizar tanto los análisis de rentabilidad, como el estudio de las medidas de eficiencia energética, siempre ajustándolos al marco regulatorio.

Como última consigna, se ha comprendido el funcionamiento de proyectos reales de mejora de la red de distribución eléctrica, sacando como conclusión los pasos comunes a seguir para realizarlos.

Conclusiones personales

El TFG se centraba en un tema muy específico, la mejora de la eficiencia energética en la red de distribución. Esto ha provocado que, en muchas ocasiones, fuese dificultoso adaptar la información recogida al proyecto para poder incluirla en el mismo.

Ha sido un proyecto, en su parte mayoritaria, bibliográfico, obteniendo la información siempre de fuentes fiables, ya sean la CNMC, EPRI, IDAE, o las principales empresas de distribución de energía.

Gracias a la realización de este proyecto he podido adquirir un mayor conocimiento acerca del funcionamiento de la red de distribución eléctrica, y de cómo se ha de enfocar el aspecto de la disminución de pérdidas y mejora de la eficiencia energética, así como de los elementos que formarán parte de la red eléctrica que está por venir.

Como conclusión final, mis cualidades tras la realización del proyecto, no solo acerca del tema tratado en él, sino en otros aspectos relacionados con mi formación personal, tales como capacidad de análisis, búsqueda y selección de información o perseverancia, son mejores que antes del mismo.

GLOSARIO DE DEFINICIONES:

Confiabilidad¹: Es la probabilidad de que el sistema, principalmente por fallo de una subestación, deje de suministrar energía útil a los usuarios.

Calores residuales²: Es el resultado de la operación de maquinaria que produzca un trabajo, la cual inevitablemente desprenderá un calor, o de otros procesos que utilicen energía.

Superávit social³: Es el valor del mercado para cada una de las partes del mismo (generadores, distribuidores, consumidores...).

Discriminación horaria⁴: Consiste en aplicar un precio por KWh distinto en función de la hora del día.

Descargos⁵: Interconexión de una línea nueva con otra ya existente.

Coefficientes de simultaneidad⁶: Cociente entre la potencia eléctrica máxima que puede entregar una instalación eléctrica, y la suma de las potencias nominales de todos los receptores que pueden conectarse a ella. Definición de la Universidad de Salamanca.

Horas llanas de consumo⁷: Son aquellas horas del día en las que el consumo de electricidad es menor dentro de un sistema.

Payback⁸: Es un método de valoración por el que se establece el período que tarda en recuperarse una inversión inicial.

Tasa Interna de Rentabilidad (TIR)⁹: Es un método de valoración de inversiones que mide la rentabilidad de los cobros y los pagos actualizados, generados por una inversión, en porcentaje. Definición de Expansión.

Peer To Peer (P2P)¹⁰: Es una red informática en la que todos sus miembros actúan como clientes y servidores al mismo tiempo, permitiendo el intercambio de información de manera directa.

Funcionamiento en isla¹¹: Fenómeno perjudicial para la red, que consiste en, tras una apertura del interruptor de alimentación, la red conserva la tensión con valores elevados.

Tiristor¹²: Elemento electrónico, compuesto por semiconductores y que usa una realimentación para realizar una conmutación.

Índice de Ilustraciones y referencias

Ilustración 1: Red eléctrica.....página 13

Enlace fuente: [Pincha aquí](#)

Ilustración 2: Principales empresas distribuidoras de energía España.....página 14

Enlace Fuente: [Pincha aquí](#)

Ilustración 3: Chapas del núcleo magnético.....página 17

Enlace fuente: [Pincha aquí](#)

Ilustración 4: Histéresis.....página 17

Enlace fuente: [Pincha aquí](#)

Ilustración 5: Transformador.....página 20

Enlace fuente: [Pincha aquí](#)

Ilustración 6: Línea aérea.....página 22

Enlace fuente: [Pincha aquí](#)

Ilustración 7: Precios de potencia reactivapágina 35

Enlace fuente: [Pincha aquí](#)

Ilustración 8: Batería de condensadores BATM08.....página 37

Enlace Fuente: [Pincha aquí](#)

Ilustración 9: Catálogo de condensadores BATM08.....página 38

Enlace Fuente: [Pincha aquí](#)

Ilustración 10: Luminaria de vapor de mercurio.....página 40

Enlace Fuente: [Pincha aquí](#)

Ilustración 11: Luminaria LED.....página 40

Enlace Fuente: [Pincha aquí](#)

Ilustración 12: Smart Grids.....página 44

Enlace Fuente: [Pincha aquí](#)

Ilustración 13: Generación Distribuida.....página 49

Enlace Fuente: [Pincha aquí](#)

Ilustración 14: Contador Inteligente.....página 51

Enlace Fuente: [Pincha aquí](#)

Ilustración 15: Tabla de intensidad energética y PIB en la UE en 2015.....página 53

Fuente: “Conceptos de Ahorro y Eficiencia Energética: Evolución y Oportunidades” del Instituto Español de la Energía a raíz de datos de Eurostat. ISBN 978-84-613-8370-2. Marzo 2010.

Ilustración 16: Big Data.....página 56

Enlace Fuente: [Pincha aquí](#)

Ilustración 17: Tiempo de respuesta de distintas fuentes.....página 58

Enlace fuente: [Pincha aquí](#)

Ilustración 19: Curva de movimiento de miles de desplazamientos.....página 62

Fuente: PFC "El impacto del vehículo eléctrico en la red de distribución".

Ilustración 20: Curva de movimiento de vuelta a casa.....página 62

Fuente: PFC "El impacto del vehículo eléctrico en la red de distribución".

Ilustración 21: Coste por realización del TFG.....página 75

Ilustración 22: Cronograma de actividades del TFG.....página 76

ANEXOS

A. Otros proyectos de interés

Los proyectos aquí recogidos siguen en la línea de los ya mencionados en el cuerpo principal del TFG. No obstante, estos, o bien aún no han finalizado, por lo que no se pueden obtener aún conclusiones de ellos al no tener resultados, o bien no afectan de manera directa a la eficiencia energética de la red de distribución.

- **Redes 2025**

Redes 2025 es un proyecto que busca desarrollar e implementar medidas tecnológicas en la red de distribución para el año 2025.

Con estas medidas se tratará de optimizar el sistema eléctrico, integrando generación distribuida, así como acumulación y consumo distribuidos.

El proyecto consta de 5 partes o subproyectos.

- Mejorar los métodos de almacenamiento de la energía eléctrica.
- Desarrollo de aplicaciones electrónicas para controlar la red.
- Implementación de superconductores en la red.
- Manejo de información de las Smart Grids.
- Implementación eficaz de los recursos distribuidos.

Los objetivos de Redes 2025 son:

- Elaborar un programa de simulación para comprobar el impacto de incidencias en la red eléctrica.
- Construir aparatos para mejorar la red de distribución de cara a su evolución hacia la red inteligente.
- Comprobar los requisitos necesarios para que las herramientas puedan integrarse en la red eléctrica y sean gestionables en diversas operaciones.
- Desarrollar dichas herramientas en base a los requisitos que hayan sido detectados.
- Testear la introducción de nuevas tecnologías en la red eléctrica para sustituir las tradicionales.
- Estudiar que marco regulatorio puede encajar con este tipo de propuestas.

A este proyecto se ha sumado una amplia lista de empresas:

Empresas de transporte y distribución de energía:

- Red Eléctrica de España, Gas Natural Fenosa, Iberdrola, HC Energía (Hidrocantábrico).

Empresas tecnológicas y centros:

- Ingeteam, Acciona, Telvent, ZIV, Indra, Siemens, AC&A, Zigor, Antec, GPtech, Fagor, µSyscom, Ormazábal, Isastur, Núcleo, Everis, SAC, Carburos Metálicos, CIRCE, Universidad de Mondragón, Universidad Politécnica de Cartagena, Labein Tecnalia (Coordinador del consorcio), CEIT, AICIA, CITCEA, IREC, CSIC, La Salle, Universidad Pontificia de Comillas, Universidad de Oviedo, Universidad Politécnica de Madrid.

El proyecto tiene un ambicioso presupuesto de 40 millones de euros, financiado por el Ministerio de Ciencia e Innovación y cofinanciado por el Fondo Europeo de Desarrollo Regional (FEDER). La plataforma del proyecto es FutuRed [36]*.

- **IGREENGRID: Integrating Renewables in the European Electricity Grid**

Se trató de un proyecto en el que se buscó integrar las energías renovables en las redes de distribución, en aquellos casos en los que fuese viable técnica y económicamente. Se basó en los resultados obtenidos de otros 6 proyectos realizados en Europa, encargados de integrar las energías renovables en la red, y su duración fue desde 2013 hasta 2015

IGREENGRID se dividió en 3 líneas de actuación:

- Elaborar un marco teórico para poder realizar comparaciones entre varios proyectos de Europa.
- Comparar los proyectos de los distribuidores de energía europeos que participen.
- Selección de las mejores soluciones y elaboración de una guía con el objetivo de implementar la generación distribuida.

El proyecto se propuso cumplir una serie de objetivos:

- Compartir todo el conocimiento recolectado.

- Estudiar otras propuestas de empresas europeas que planteen problemas a resolver en la red de distribución, así como soluciones para integrar las renovables.
- Elaboración de un sistema de simulación.
- Análisis con KPIs.

Nuevamente, Unión Fenosa ganó peso en la Comisión Europea gracias a este proyecto. Además, mejoraron su trato con los estándares CIM/Cenelec.

La tecnología usada fue la Demo del proyecto PRICE, de modo que se interconectaron los proyectos, y se pudo monitorizar la generación distribuida. Se estableció un control de la baja y la media tensión, habiendo un despacho centralizado de la generación distribuida.

Se instalaron más de 29,6 MW de potencia eólica y fotovoltaica, para un número superior a los 200.000 clientes.

El consorcio estuvo formado por varias empresas distribuidoras de todo el marco europeo: Unión Fenosa (España), Iberdrola (España), ENEL (Italia), RWE (Alemania), AG (Austria), ERDF (Francia), Energie AG Netz (Austria), HEDMO (Grecia). Por otro lado, las entidades encargadas de la investigación fueron: Austrian Institute of Technology, Tecnalía (España), Universidad de Atenas (Grecia), Ricerca Sul Sistema Energetico (Italia).

- **IMPONET: Intelligent Monitoring of Power Network**

IMPONET trata de investigar y diseñar un software con el que se pueda operar en tiempo real los contadores inteligentes y la monitorización de la red eléctrica de distribución.

Dicho software debe ser flexible y escalable, es decir, debe poder mejorarse ante una optimización de la propia red de distribución.

Los principales movimientos de IMPONET son 4:

- Comparativa entre los resultados de cada una de las técnicas empleadas, para posteriormente definir los requisitos necesarios para controlar la energía y las liquidaciones.

- Elaboración de algoritmos para gestionar y explotar los datos que se obtienen en tiempo real.
- Optimizar el tratamiento de los datos de calidad de onda y continuidad de servicio.
- Intercambiar información entre los diferentes elementos del sistema mediante una plataforma.

Por otro lado, los objetivos del proyecto son los siguientes:

- Elegir una plataforma de comunicación eficaz de cara a gestionar la información, los datos bidireccionales y la interacción con los elementos de la red eléctrica en tiempo real.
- Investigar servicios innovadores que puedan gestionar las señales eléctricas en las redes inteligentes.
- Elaborar una medida de telegestión para interaccionar con los clientes, de modo que se convierta en un aspecto clave de las redes inteligentes.
- Investigar el intercambio de información en tiempo real de cada uno de los elementos de la red eléctrica.

Para las empresas españolas, este proyecto servirá para mejorar la experiencia en proyectos de ámbito europeo, aprender a tratar la información de cara a la telegestión que se viene implantando para el año 2018, y obtener un banco de pruebas para poder realizar simulaciones.

Algunas de las entidades involucradas son:

Indra (Líder del proyecto, España), Unión Fenosa (España), Answare, Prodevelop y Kema (PYMES), ESI, Deusto Tech, Universidad Politécnica de Madrid y Universidad de Girona.

- **REserviceS: Economic grid support from variable renewables**

Este proyecto trata de obtener un marco representativo de servicios relacionados con la generación distribuida, mediante generación eólica y fotovoltaica, de modo que se pueda implantar un mercado para estos servicios.

Las áreas en las que se mueve el proyecto son las siguientes:

- Analizar servicios complementarios que pueda proporcionar la energía eólica y fotovoltaica, además de establecer las necesidades de la red de distribución, a nivel técnico y regulatorio.
- Simulaciones de los casos teniendo en cuenta la viabilidad económica y el apartado técnico.
- Propuestas de un mercado europeo de servicios complementarios.

Se trata de promover un marco regulatorio para estos servicios complementarios, requisitos de conexión... de modo que el sistema eléctrico pueda ser más estable a la hora de distribuir energía.

Las asociaciones y empresas, tanto tecnológicas, como consultorías e investigadoras, que forman parte del consorcio son las siguientes:

- Asociaciones: European Distribution System Operator for Smart Grids (de la cual forma parte, entre otras, Unión Fenosa), European Wind Energy Association, y European Photovoltaic Industry Association.
- Empresas tecnológicas y consultorías: 3E (Bélgica), SMA (Dinamarca), Acciona Energía (España), Mainstream (Irlanda), GE Wind Energy (Alemania).
- Investigadoras: Fraunhofer IWES (Alemania), Universidad de Dublín (Irlanda), Risø DTU (Dinamarca), VTT (Finlandia).

Finalmente, se obtuvieron resultados prometedores de cara a cumplir los requisitos establecidos para el año 2020 en Europa. Se establecieron un gran número de medidas, las cuales quedan recogidas en un informe final, disponible en la página oficial del proyecto: www.reservices-project.eu

Las soluciones propuestas son tanto a nivel técnico, como regulatorio [37]*.

B. Medidas de desarrollo de la eficiencia energética para la red de transporte de electricidad

El motivo de que este apartado se adjunte como un anexo es que, si bien las medidas para mejorar la eficiencia energética de la red de transporte en ocasiones son aplicables a la red de distribución, las que aquí se recogen han sido propuestas en exclusividad para la primera, en un documento de MINETAD. De este modo, los beneficios que obtiene la red de distribución de ellas son implícitos, ya que no afectan directamente a esta. No obstante, al mejorar la red de transporte, por ende, se mejora el sistema eléctrico e, indirectamente, la red de distribución se puede beneficiar de esto.

A continuación, se procede a realizar un breve resumen de dicho documento, viendo las principales ideas que recoge para mejorar la red de transporte.

- **Previsión de la demanda eléctrica llevada a cabo por el Operador del Sistema (OS).**

Para realizar una previsión de la demanda eléctrica efectiva, se recogen una serie de elementos a tratar:

- Escenario macroeconómico, con el objeto de tener un panel con diversas previsiones del PIB.
- Análisis del comportamiento histórico de la demanda eléctrica.
- Previsión de la demanda por localización. Según la situación geográfica de la demanda eléctrica dentro del territorio español, ya sea peninsular o insular (además de Ceuta y Melilla).
- Gestión de la demanda. Al igual que se pudo ver para la red de distribución eléctrica, una de las partes importantes de cara a desarrollar correctamente la red de transporte es aplanar la curva de demanda eléctrica, así como conseguir una participación de la demanda en la operación del sistema. Para ello se realiza la discriminación horaria, el servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad, o pasar la demanda de horas punta a horas valle. Además, se tienen en cuenta aspectos como la integración del vehículo eléctrico, o la generación distribuida.

- **Cobertura de la demanda eléctrica por el OS.**

Se pretende aplicar una generación eficaz que sirva como cobertura de la demanda, ya sea con energías renovables, cogeneración, bombeo, ciclos combinados o cualquier otra fuente que cumpla los requisitos de las normativas vigentes.

Según la situación geográfica en el territorio nacional, la cobertura de la demanda sigue unas pautas distintas, principalmente debido al aislamiento eléctrico que sufren los sistemas insulares.

- **Criterios de desarrollo de la red de transporte.**

- Metodología: Se compone de varias etapas que pretenden identificar y solucionar los problemas que surjan en la red. Para esto, será necesario, o bien modificar elementos que ya existen, o bien elaborar nuevos. Se pueden clasificar las soluciones según sean estructurales o de conexión.

Los estructurales ayudan a que el conjunto del sistema eléctrico funcione correctamente. Estas medidas son:

- Resolución de restricciones técnicas.
- Seguridad de suministro.
- Fiabilidad.
- Interconexiones.
- Actuaciones para elementos concretos, como el tren de alta velocidad, nuevas instalaciones de energía o apoyo a distribución y demanda de grandes consumidores.

Por otro lado, las de conexión hacen posible la conexión de un único agente, ya sea generación, almacenamiento o un gran consumidor.

- Calidad de servicio, en cuanto a continuidad de suministro y calidad de producto en la red de transporte.

Para ello, se analiza la evolución histórica de los indicadores de continuidad de suministro, así como se realiza un análisis global asociado a factores generales que influyan en dicha continuidad.

En adición, se llevan a cabo análisis de los siguientes aspectos:

- Escenarios de estudio e hipótesis de análisis.
- Análisis estático de la red de transporte.
- Análisis dinámico de la red de transporte en función de su capacidad para soportar perturbaciones.
- Viabilidad de ejecución de cada plan de desarrollo.
- Criterios para justificar económicamente cada medida.
- Directrices de generación admisible en el sistema.
-

- **Infraestructuras eléctricas a construir.**

El documento de MINETAD recoge actuaciones a tener en cuenta a la hora de desarrollar la infraestructura eléctrica, en función de las siguientes consideraciones:

- Red de Partida. Actuaciones que están en ejecución en este momento.
- Red complementaria. Todas aquellas actuaciones que no forman parte de la Red de Partida.

- Mallado de la red. Con el objeto de solucionar restricciones técnicas, otorgar seguridad y fiabilidad al suministro, y reforzar las conexiones internacionales y nacionales.

En base a esto, en el documento de MINETAD se pueden observar las infraestructuras necesarias para el correcto desarrollo de la red de transporte eléctrica, según motivaciones y aspectos geográficos.

BIBLIOGRAFÍA

Se marcan con asterisco (*) aquellas referencias que se repiten a lo largo del documento.

- [1] Información acerca de la eficiencia energética de la web de IDEA. Última conexión: junio 2017.
Enlace fuente: [Pincha aquí](#)
- [2]* Información acerca del sistema eléctrico de la web de Endesa. Última conexión: junio 2017.
Enlace fuente: [Pincha aquí](#)
- [3] Información sobre la sostenibilidad energética de la web de Red Eléctrica de España. Última conexión: junio 2017.
Enlace fuente: [Pincha aquí](#)
- [4] Directivas 2002/91/CE y 2010/30/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 16 de diciembre de 2002 y 19 de mayo de 2010 respectivamente, relativa a la eficiencia energética de edificios.
- [5] Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo de 25 de octubre de 2012 relativa a la eficiencia energética.
- [6] Consejo de la Unión Europea en Bruselas el 2 de mayo de 2007
- [7] Directiva 2006/32/CE sobre la eficiencia del uso final de la energía y los servicios energéticos.
- [8] Plan de Acción de Ahorro y Eficiencia Energética 2011-2020-IDA.
- [9] Real Decreto 235/2013, de 5 de abril.

- [10] Real Decreto-ley 8/2014, de 4 de julio, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia
- [11] Real Decreto 56/2016, de 12 de febrero por el que se transpone la Directiva 2012/27/UE a España.
- [12] Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- [13] Orden ITC/3022/2007, del 10 de octubre, sobre las funcionalidades de los equipos de medida.
- [14] Orden ITC/3860/2007, de 28 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2008.
- [15] Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- [16] Información sobre la red de distribución de la web de Endesa. Última conexión: junio 2017:
Enlace fuente: [Pincha aquí](#)
- [17] De la Fé Dotres, S.: “Ajuste de las derivaciones de los transformadores”. Departamento energético. Facultad de ingeniería. Universidad de Oriente. Santiago de Cuba, 2004.
- [18]* Burgos, J.C.: Apuntes de la asignatura “Circuitos magnéticos y transformadores”. Universidad Carlos III de Madrid. 2016.
- [19]** CNMC (Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia). INF/DE/005/16. Informe sobre la evaluación del potencial de eficiencia energética de las infraestructuras eléctricas. Junio 2016.

- [20] Información sobre transformadores de la web de Endesa. Última conexión: junio 2017.
Enlace fuente: [Pincha aquí](#)
- [21] Margallo, I.: Trabajo de fin de grado “Diagnóstico del consumo de vida de un transformador a través del análisis de compuestos furánicos”. Junio de 2012.
- [22] Ejercicio de rentabilidad económica sobre la instalación de una batería de condensadores.
Enlace fuente: [Pincha aquí](#)
- [23] Orden ITC/688/2011, de 30 de marzo, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de abril de 2011 y determinadas tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial.
- [24] David R. Lide (2009). CRC Press Inc, ed. CRC Handbook of Chemistry and Physics, 90 edición. P. 2804. ISBN 978-1-420-09084-0.
- [25] Tarifas de energía Iberdrola. Última conexión: junio 2017.
Enlace fuente: [Pinche aquí](#)
- [26]* Observatorio Industrial del Sector de la Electrónica, Tecnologías de la Información y Telecomunicaciones. “Smart Grids y la evolución de la red eléctrica”. Mayo de 2011.
- [27] Rodríguez, A. CREG.: “La generación distribuida y su posible integración al sistema interconectado nacional”. Bogotá. Noviembre de 2009.
- [28] Lorente, J.: PFC. “Estudio sobre el estado actual de las Smart grids”. Universidad Carlos III de Madrid. Junio de 2011

- [29] RTE (Réseau de transport d'électricité). "Socioeconomic assessment of Smart Grids, Summary". Julio de 2015
- [30] Casellas, F., Velasco, G., Guinjoan, F. y Piqué, R.: "El concepto de Smart Metering en el nuevo escenario de distribución eléctrica. Universidad Politécnica de Cataluña. 2010.
- [31] Club Español de la Energía: "Conceptos de Ahorro y Eficiencia Energética: Evolución y Oportunidades" ISBN 978-84-613-8370-2. Marzo 2010.
- [32]* NIST (National Institute of Standard and Technology). "Smart Grid Cyber Security". Noviembre de 2011.
- [33] Lorenzo, S.: Trabajo de fin de máster "Uso del Big Data en empresas eléctricas". 2013.
- [34] Comunicado de Ibermática: "Iberdrola utiliza tecnología Big Data para liderar la expansión de redes eléctricas inteligentes". Abril de 2015.
- [35] Información sobre energías renovables de ABB. Última conexión: junio 2017.
Enlace Fuente: [Pincha aquí](#)
- [36]* Información de la web de Unión Fenosa. Proyectos nacionales. Última conexión: junio 2017.
Enlace Fuente: [Pincha aquí](#)
- [37]* Información de la web de Unión Fenosa. Proyectos internacionales. Última conexión: junio 2017.
Enlace Fuente: [Pincha aquí](#)